

JULIANA DE ALMEIDA PASSADORE

Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores: Uma proposta de transição para o futuro

**São Paulo
2023**

JULIANA DE ALMEIDA PASSADORE

Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores: Uma proposta de transição para o futuro

Versão Corrigida

**São Paulo
2023**

JULIANA DE ALMEIDA PASSADORE

Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores: Uma proposta de transição para o futuro

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título
de doutora em Ciências

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

**São Paulo
2023**

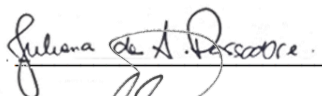
Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte

FICHA CATALOGRÁFICA

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 18 de Outubro de 2023

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Passadore, Juliana de Almeida

Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores – uma proposta de transição para o futuro / J. A. Passadore -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

151 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Planejamento Energético I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
Il.t.

Nome: PASSADORE, Juliana de Almeida

Título: Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores – uma proposta de transição para o futuro

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de doutora em ciências.

Aprovado em: 04/08/2023

BANCA EXAMINADORA

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (Presidente da Banca)

Instituição: Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Julgamento: Aprovado

Dr. Alexandre Guedes Viana

Instituição: Thymos Energia

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

Instituição: Departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr. Roberto Castro

Instituição: MRTS Consultoria

Julgamento: Aprovado

Dra. Solange Mendes Geraldo Ragazi David

Instituição: SAESA - Santo Antônio Energia

Julgamento: Aprovado

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Osvaldo Passadore Junior
e Maria Idília dos Santos Almeida, e ao meu
irmão Bruno de Almeida Passadore.
Não teria finalizado minha tese sem o apoio de
você...

AGRADECIMENTOS

Tudo começou em 2015 quando, como aluna especial, decidi realizar algumas matérias da pós-graduação no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. Aos poucos a intenção de formalmente me matricular no programa de doutorado foi se fortificando e, em 2018, me tornei uma aluna regular.

De 2015 a 2023 minha vida se transformou. Sempre conciliei meus estudos à vida profissional e, nesse período, tive oportunidades de atuar com diferentes temas relacionados ao setor elétrico: políticas públicas, projetos de consultoria, gestão da qualidade, regulatório, *backoffice*, planejamento energético.

Iniciei o doutorado atuando na FIESP - Federação da Indústria de São Paulo. Posteriormente trabalhei na EDP Brasil, na Volt Robotics e, atualmente, na Shell Energy.

Sou muito grata por todos os amigos que fiz no setor, que me acompanharam e me incentivaram nessa longa trajetória e agradeço:

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos pelas explicações, sugestões, críticas e comentários ao meu trabalho e por sempre me incentivar a continuar meus estudos.

Aos membros da banca examinadora da minha tese pelas sugestões e aprimoramentos: Dr. Alexandre Viana, Prof. Dr. Erik Eduardo Rego, Prof. Dr. Roberto Castro e Dra. Solange Mendes Geraldo Ragazi David.

À Ianca Oliveira e ao Marcos Soares pelas sugestões, correções, leitura detalhada e auxílio principalmente na etapa final do desenvolvimento da minha tese.

Aos amigos da FIESP, em especial, a Talita Darwiche.

Aos amigos da EDP Brasil, em especial, ao Donato da Silva Filho, Ewerton Guarnier, Luiz Henrique Baccaro, Livia Nicotra, Cecilia Nunes, Igor Castro, Lucas Ruiz, Marcos Basile, Paola Dorado, Kim Konishi, Vanessa Tristão, Mariana Iizuka, Bruno Merlino e Ana Helena Mandelli.

Aos amigos da Shell Energy, em especial, ao Carlos Montagna.

Ao Fabiano Fuga, pelos conselhos e esclarecimentos na fase final do meu trabalho e à Neide Albertini, por sempre me ajudar com toda a documentação envolvendo minha tese.

Minha a pesquisa foi desenvolvida no âmbito do projeto de P&D “Reforço na Estrutura de Suporte do Modelo Institucional Vigente: Uma Proposta Baseada na Ampliação do Conceito de Leilões de Expansão”, patrocinado pela Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), e gerenciado pela Laura Rigatto Horta, a quem agradeço a oportunidade.

A todos meus amigos e familiares que me acompanharam nessa longa jornada!

*Insanidade é continuar fazendo sempre a mesma coisa e
esperar resultados diferentes...*

Albert Einstein

RESUMO

PASSADORE J. A. Aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro frente à abertura do mercado livre para todos os consumidores – uma proposta de transição para o futuro. 151 p. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2023.

Quando comparado a outros países, o grau de liberalização do mercado elétrico brasileiro ainda é considerado reduzido, dada a ausência de flexibilidade para a migração dos consumidores atendidos em baixa tensão (“Grupo B”) do mercado regulado para o mercado livre. Pela regulamentação vigente, desde janeiro de 2023, o acesso ao mercado livre e opção pela escolha de seu supridor de energia elétrica, independentemente da fonte, é uma realidade aos consumidores com demanda de 500 kW ou superior e, a partir de 2024, todos os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV (“Grupo A”) poderão migrar, desde que atendidos por um agente varejista.

O atual momento é propício para mudanças. O Setor Elétrico Brasileiro encontra-se em um momento fundamental da sua longa história. O atual modelo baseado no fluxo unidirecional da energia, com geração robusta e centralizada, predominantemente afastada dos principais centros de carga, demandando extensas linhas de transmissão e distribuição para atendimento aos clientes finais está se modernizando para um modelo descentralizado, com geração e carga em locais mais próximos, aumento acelerado da participação de fontes renováveis como solar e eólica, incentivos para os consumidores investirem na sua própria geração de energia elétrica, eletrificação da frota de veículos, sistemas de armazenamento de energia a preços mais acessíveis, dentre outras tendências.

O consumidor terá um papel cada vez mais ativo no setor elétrico. Dependendo da forma como os produtos forem estruturados, o acesso e o preço da energia forem ofertados, mudanças de hábito podem ocorrer, alterando o perfil de consumo, o volume de energia consumida e da demanda associada, além da fonte de geração contratada.

Nesse contexto, é essencial garantir a liberalização do mercado livre para todos os consumidores. Ainda que careça de aprimoramentos, o modelo regulatório vigente, baseado no mercado cativo, com papel central das distribuidoras no transporte e gestão do fornecimento de energia para todo “Grupo B”, está consolidado e sua reestruturação traz uma série de desafios, que se tornam ainda mais relevantes em um país como o Brasil, com dimensões continentais e realidades muito distintas em termos sociais, geográficos, ambientais, econômicos e culturais.

A presente tese propõe um rito regulatório a ser implementado justamente na fase de transição, endereçando questões essenciais e propondo marcos que possibilitem a abertura do

mercado livre com segurança jurídica e regulatória, preservando os contratos firmados e mitigando impactos negativos para os agentes do setor elétrico e o consumidor.

Assim, o Novo Marco Regulatório proposto é baseado em três pilares fundamentais: (i) empoderamento do consumidor; (ii) racionalização de custos, benefícios e encargos entre os agentes do setor elétrico; (iii) sinalização do preço real da energia e expansão da geração baseada no mercado livre.

Avaliando o nível de contratação das distribuidoras e a expectativa de crescimento da carga, do crescimento da geração distribuída e da velocidade de migração dos consumidores do “Grupo A”, a presente tese propõe que o cronograma para liberalização total do mercado livre (“Grupo B”) deveria ser estabelecido a partir de 2028, com um marco intermediário para migração dos consumidores comerciais em 2026.

Além de estabelecer o cronograma de abertura, deve-se também promover campanhas de conscientização dos benefícios e desafios do mercado livre, além dos procedimentos necessários para a migração.

Com relação ao segmento de distribuição, é necessário realizar a separação contábil da gestão da energia e serviço-fio. Deve ser estabelecido o Comercializador de Energia Regulada (CER), que, a princípio, seria uma *spin-off* de cada distribuidora. Esse agente ofertaria tarifas reguladas e seria responsável por garantir o atendimento dos consumidores baixa-renda, dos consumidores que não migraram para comercializadores varejistas ou mesmo consumidores que estejam em período de transição entre comercializadores varejistas decorrente de situações alheias à sua gestão.

Como as distribuidoras não possuem mecanismos adequados para gestão do excedente de energia decorrente das migrações, durante o período de transição, propõe-se a centralização dos contratos já assinados (“contratos legados”) no Operador Nacional de Mercado (ONM) – atividade que poderia ser exercida por uma nova entidade do setor elétrico ou pela CCEE, tendo um papel semelhante ao exercido nos leilões de energia de reserva - mediante instrumento legal específico, considerando a cessão da energia, mantendo, assim, as obrigações contratuais perante os vendedores, não existindo alteração na titularidade dos contratos.

O ONM seria responsável pela comercialização do volume de energia excedente, estabelecendo um custo médio nacional para a energia comercializada (“PMIX Brasil”). Existiriam incentivos para a gestão desse portfólio e eventual lucro ou prejuízo nessa atividade seria rateado entre todos os consumidores, livres e cativos.

Palavras-chave: expansão do mercado livre, empoderamento do consumidor, modelo de mercado.

ABSTRACT

PASSADORE J. A. Improvement of the regulatory framework for power in Brazil based on the free market expansion for all consumers - a proposal for a transition to the future. 151 p. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2023.

The free market in Brazil is still restricted to a specific group of consumers. According to the current regulatory framework, all consumers with a demand higher than 500 kW are allowed to migrate to the free market, independent of the generation source contracted. Starting in 2024, all consumers connected to the high and medium voltage transmission lines (above 2.3 kV) will be allowed to migrate to the free market if represented by an energy retailer.

ANEEL, MME and the National Congress have already discussed energy market modernization during several public hearings and with different bills of law. However, most of the Brazilian population is connected to the low voltage network and is not eligible to migrate to the free market.

The Brazilian power sector is undergoing a vital change. The current model is based on the unidirectional flow of energy with robust and centralized generation that is predominantly away from the main load centers which demands extensive transmission and distribution lines to supply energy to the end-consumers. Now it is being modernized toward a decentralized model with generation and load located closer together. Additionally, the proportion of generation from renewable sources, such as solar and wind, is increasing. Incentives for consumers to invest in their own electricity generation, electric vehicles and associated infrastructure, and energy storage systems are also on the rise.

In this new model, the consumer will play an increasingly active role in the electricity sector. Depending on how the products are structured, accessed, and priced, changes in habits may occur, which will likely alter the consumption profile, net demand, and the amount of energy a consumer can contract.

All these challenges are even more relevant in a country like Brazil, with continental dimensions and considerably broad social, geographic, environmental, demographic, economic, and cultural realities. This means that even in the same distribution area, the free market might be more interesting for some consumers than for others.

Furthermore, as the energy contracts signed between utilities and generators have a long duration (up to 30 years), the migration of captive consumers may result in a mismatch between the amount of energy contracted and the load to be served by a utility.

A careful and planned transition path that assures the free market expansion to all consumers is fundamental to maintain the regulatory stability of the sector, the legal security of previous contracts, and economic balance.

The regulatory framework for the free-market opening must be established and define the dates for each phase as the first step. This thesis proposes full market opening starting in 2028, with an intermediate milestone for the migration of only the commercial consumers in 2026.

After that, campaigns should raise awareness of the benefits and challenges of the free market, in addition to the necessary steps for migration.

The consumers must understand that when paying their electricity bill, they remunerate: (i) the local distributor for providing services related to the construction, maintenance, and operation of distribution networks (“grid services”) in addition to activities related to metering; (ii) retailers for managing the purchase of energy and billing, among other activities.

The next step would be focused on the creation of the Regulated Energy Trader (RET), which would be an agent responsible for managing the energy supply for low-income consumers, consumers who did not migrate, and consumers who were supplied by a retailer that closed down.

Initially, the RET could be a spin-off of each distributor, with its activities regulated by ANEEL. This agent would offer regulated tariffs, subject to periodic tariff revisions and readjustments, without any change in the *status quo* for the final consumer.

As the free-market migration starts to increase, the RETs could be consolidated into one RET per submarket or even a single RET to service the whole Brazilian market.

This thesis also recommends centralizing all regulated contracts within the National Market Operator, a new institutional agent or CCEE, that should be designed to consolidate all of the energy contracts from the utilities and implement the best strategy to trade energy into the free market. This would allow them to minimize contractual imbalances as the free market expands since the energy portfolio for each utility can vary.

After all the regulated contracts are centralized, a single national average energy price should be established to promote rational economics in energy costs and correct tariff injustices that allocate different costs and risks to consumers. Losses and profits with energy trading would be evenly allocated among all consumers.

Keywords: Free market expansion, customer centricity, new business model

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ambiente de Contração Livre e Cativo.	7
Figura 2 – Evolução do número de consumidores livres e especiais no mercado livre e do consumo (MWm) entre 2013 e 2022.	9
Figura 3 – Evolução do número de migrações anuais de unidades consumidoras de 2011 a 2022.	10
Figura 4 – Modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Customer Centricity.	15
Figura 5 – Evolução do orçamento da CDE de 2013 a 2023.	16
Figura 6 – Evolução do orçamento da CDE de 2013 a 2023: (i) Tarifa Social de Energia Elétrica e (ii) Conta Consumo de Combustíveis.	16
Figura 7 – Duração e montante (MWm) de CCEALs de consumidores livres e especiais no ACL.	20
Figura 8 – Desenho de mercado: monopólio.	24
Figura 9 – Desenho de mercado: concorrência no atacado.	25
Figura 10 – Desenho de mercado: concorrência no varejo.	26
Figura 11 – Remuneração de diferentes fontes de fornecimento de energia com base no ano de 2021.	30
Figura 12 – Plano de descomissionamento de usinas termoeletricas a carvão (em anos) na Europa.	32
Figura 13 – Metas de expansão de usinas de fonte solar e eólica até 2030.	34
Figura 14 – Evolução da capacidade instalada e geração de energia de usinas nucleares de 2002 a 2021.	37
Figura 15 – Curva da demanda horária em 30 de janeiro de 2019.	39
Figura 16 – Recursos Energéticos Distribuídos.	41
Figura 17 – Diferentes modalidades de estrutura tarifária.	43
Figura 18 – Portfólio Next-Kraftwerke de 2009 a 2023.	48
Figura 19 – (a) Modelo P2P com interações bilaterais entre os agentes participantes e (b) Comunidades de energia com a estruturação de um agente centralizador.	50

Figura 20 – (a) Bairro do Brooklyn em Nova Iorque, unificando três regiões distintas. (b) sistema instalado em um estabelecimento com (a) instalação de um medidor inteligente de maneira adicional ao sistema da distribuidora (b, c, d).	51
Figura 21 – Concentração de mercado para o grupo residencial em países selecionados – 2017 a 2021.	56
Figura 22 – Concentração de mercado para o grupo não residencial em países selecionados – 2017 a 2021.	56
Figura 23 – Número de comercializadores e consumidores atendidos (em MM) – 2017 a 2021.....	57
Figura 24 – Evolução do preço do: (i) gás natural; (ii) energia elétrica de 2020 a 2023 em diferentes mercados na Europa.....	57
Figura 25 – Número de comercializadoras no Reino Unido.....	58
Figura 26 – Consumo por tipo de fornecimento em 31 de dezembro de 2021.	60
Figura 27 – Avaliação da concentração do mercado livre em Portugal: (a) Indicador HHI; e (b) Quantidade de comercializadores.....	61
Figura 28 – Participação de mercado das principais comercializadoras no segmento grandes consumidores: (a) 2023; (b) 2010.....	62
Figura 29 – Comparação do preço de diferentes ofertas disponíveis aos consumidores residenciais: (a) média de todas as possibilidades; (b) ofertas padrão (sem nenhum tipo de restrição); e (c) mercado regulado.	64
Figura 30 – Economia anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado: (a) casal sem filhos; (b) casal com dois filhos; e (c) casal com quatro filhos.....	64
Figura 31 – Produtos mais competitivos por comercializador – perfil: casal sem filhos.....	65
Figura 32 – Potencial médio de economia de eletricidade 2015-2021 vs 2022.....	66
Figura 33 – Quantidade de sites de buscas para comparação de preços de energia e de fornecedor de energia elétrica.....	67
Figura 34 – Duração média para troca de fornecedores no Reino Unido.	68
Figura 35 – Tipo de contratação de energia.	69
Figura 36 – Crescimento do número de smart meters nos Estados Unidos.	71
Figura 37 – Implementação dos medidores inteligentes de eletricidade – 2021 (%).	73
Figura 38 – Esquema ilustrativo da função do DataHub.	74

Figura 39 – Esquema ilustrativo do modelo supplier-centric.	75
Figura 40 – Governança dos leilões de energia.....	78
Figura 41 – Esquema ilustrativo dos possíveis níveis de contratação de uma Distribuidora e os respectivos riscos alocados.....	79
Figura 42 – Evolução da contratação de energia de todas as Distribuidoras por tipo de leilão.	81
Figura 43 – Portfólio de diferentes distribuidoras em 2022: (A) Enel SP; (B) CEA; (C) COELBA.	82
Figura 44 – Evolução da contratação de energia de todas as Distribuidoras por tipo de fonte.	84
Figura 45 – Mercado “Grupo A” no ambiente livre e cativo: (a) número de unidades consumidoras; e (ii) volume (MWh).	85
Figura 46 – Dados históricos do crescimento: (a) PIB (R\$ milhões); (b) consumo de energia elétrica no ambiente livre (MWh); e (c) regressão logarítmica: consumo vs PIB.	87
Figura 47 – Projeção crescimento do PIB - cenário econômico de referência.	88
Figura 48 – Projeção consumo de eletricidade no Brasil.	88
Figura 49 – Projeção consumo de eletricidade no Brasil.	89
Figura 50 – Projeção de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD): (a) número de unidades consumidoras; (b) geração (MWh); e (c) potência (MW).....	89
Figura 51 – Projeção de cenários de migração dos consumidores do “Grupo A”: (a) cenário “cliente antenado” – 100% em 2030; (b) cenário referência – 50% em 2030; e (c) cenário “cliente receoso” – 20% em 2030.....	90
Figura 52 – Estudo para liberação do mercado livre para todos os consumidores.	91
Figura 53 – Portfólio contratual e alocação de riscos.	92
Figura 54 – PMIX (R\$/MWh) por Estado: (i) 2022 e (ii) 2029.....	93
Figura 55 – Esquema ilustrativo do Operador Nacional de Mercado (ONM).	95
Figura 56 – Comparação PMIX por distribuidora e PMIX Brasil em 2022.	96
Figura 57 – Esquema ilustrativo da (a) alocação do ônus da comercialização dos contratos legados; e (b) alocação do bônus da comercialização dos contratos legados.....	97
Figura 58 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente antenado”: (a) 2024; (b) 2030.	98
Figura 59 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente receoso”: (a) 2024; (b) 2030.	99

Figura 60 – Aprimoramentos regulatórios essenciais para a abertura do mercado livre.	104
Figura 61 – Potencial de crescimento do mercado livre.	104
Figura 62 – Proposta em discussão para fluxo de encerramento de representação varejista.	111
Figura 63 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente antenado”: (a) 2024; e (b) 2030.	113
Figura 64 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente receoso”: (a) 2024; (b) 2030.	114
Figura 65 – Impacto do rito regulatório proposta para diferentes agentes do setor elétrico.	116
Figura 66 – Aprimoramentos para a Consolidação do Mercado Livre.	117
Figura 67 – Modalidades tarifárias para consumidores do “Grupo B”.	118
Figura 68 – Geração inflexível em 2022 e 2026.	121
Figura 69 – Mecanismos proposto para oferta de preços pelos agentes.	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cronograma dos leilões de descomissionamento das usinas termoelétricas a carvão na Alemanha de 2021 a 2026.	33
Tabela 2 – Variação do preço da energia a depender da demanda.	52
Tabela 3 – Impacto na Concentração de Mercado - sendo (V) comercializador varejista e (A) comercializador atacadista.....	58
Tabela 4 – Número de contratos e volume (GWh) de consumidores residenciais que migraram de um supridor de energia elétrica para outro, dados preliminares.	70
Tabela 5 – Acesso da ferramenta de comparação de preços e supridores Elpriskollen 2017–2022. Dados de 2022 até agosto.	71
Tabela 6 – Características das distribuidoras com contratos de concessão com vencimento entre 2025 e 2031.	84
Tabela 7 – Número de unidades consumidoras (UCs) e consumo médio (MWm) de consumidores “Grupo A” atendidos pelas Distribuidoras.	85
Tabela 8 – Número de unidades consumidoras (UCs) e potência (MW) de consumidores “Grupo A” com investimentos em MMGD.....	86
Tabela 9 – Número de unidades consumidoras (UCs) e consumo (MWm) de consumidores “Grupo B”.....	105
Tabela 10 – Número de unidades consumidoras (UCs) e potência (MW) de consumidores “Grupo B” com investimentos em MMGD.....	105
Tabela 11 – Potencial de migração para liberalização do mercado livre.	106

SUMÁRIO

1. Introdução	1
2. Panorama do Mercado Livre no Brasil	6
2.1 Considerações Gerais	6
2.2 Pilares da Abertura do Mercado Livre	11
2.2.1 Considerações Gerais	11
2.2.2 Empoderamento do consumidor.....	14
2.2.3 Racionalização de benefícios e encargos entre consumidores	15
2.2.4 Sinalização do preço real da energia e expansão da geração baseada no mercado livre.....	18
3. Mercados de Energia Elétrica	21
3.1 Considerações Gerais	21
3.2 Desenho de Mercado: Monopólio	23
3.3 Desenho de Mercado: Comprador Único e Concorrência no Atacado	24
3.4 Desenho de Mercado: Concorrência no Varejo	26
3.5 A Era da “Re-regulamentação”	27
3.5.1 Remuneração das usinas térmicas e o problema do “Missing Money”	28
3.5.2 Mitigação às mudanças climáticas e impacto na matriz elétrica.....	30
3.5.3 Impactos da percepção pública na expansão da geração nuclear	36
4. Oportunidades na Abertura do Mercado Livre	39
4.1 Estruturação de Novas Modalidades Tarifárias	42
4.1.1 Análise de Caso: Investimentos em inovação e o surgimento de diferentes arquétipos de consumidores	45
4.2 Agregação de Cargas e as Usinas Virtuais	47
4.2.1 Análise de Caso: VPP na Europa e a empresa Next-Kraftwerke (NK)	47
4.3 Mercados Peer-to-Peer (P2P) e Comunidades de Energia	49
4.3.1 Análise de Caso: Comunidades de energia no bairro do Brooklyn, Nova Iorque, Estados Unidos e no vilarejo de Heeten, na Holanda	50
4.4 Lições Aprendidas para o Mercado Brasileiro	52
5. Desafios na Abertura do Mercado Livre	54
5.1 Concentração de Mercado	55
5.1.1 Análise de caso: França e o grupo EDF	59
5.1.2 Análise de caso: Portugal e o Grupo EDP.....	60
5.2 Engajamento do Consumidor	64
5.2.1 Análise de caso: Suécia e o engajamento dos consumidores	68
5.3 Investimentos em Inovação	70
5.3.1 Análise de caso: Dinamarca e a totalidade de medição inteligente.....	73
5.4 Lições Aprendidas para o Mercado Brasileiro	76

6. Contexto Brasileiro e os “Contratos Legados”	78
6.1 Cronograma Proposto para a Liberalização do Mercado Livre	85
6.1.1 Projeção do consumo de energia elétrica – 2023 a 2030	87
6.1.2 Projeção do crescimento de MMGD	88
6.1.3 Projeção da migração do “Grupo A”	90
6.1.4 Contratos legados e o cronograma de abertura do mercado livre	90
6.2 Liberalização do Mercado Livre e a Necessidade de Aprimoramentos Regulatórios ...	92
6.3 Proposta de Centralização dos Contratos Legados	95
6.3.1 Considerações Adicionais sobre o Operador Nacional de Mercado (ONM) e o “Encargo-ACL”	99
7. Nova Arquitetura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro	103
7.1 Fase 01 – Aprimoramentos Regulatórios Essenciais para a Abertura do Mercado Livre	103
7.1.1 Definição de um cronograma para a expansão do mercado livre	103
7.1.2 Promoção de campanhas de conscientização dos benefícios e desafios do mercado livre.....	106
7.1.3 Estabelecimento do Comercializador de Energia Regulada (CER) e fortalecimento do agente varejista	108
7.1.4 Centralização dos contratos das distribuidoras no Operador Nacional de Mercado (ONM).....	112
7.1.5 Considerações adicionais: Necessidade de fortificação do mercado de capacidade	113
7.1.6 Análise de impacto nos agentes do setor elétrico.....	116
7.2 Etapa 02 – Aprimoramentos Regulatórios para a Consolidação da Abertura do Mercado Livre	117
7.2.1 Modernização tarifária	118
7.2.2 Preço determinado por oferta dos agentes.....	120
8. Conclusão	124
Referências Bibliográficas	129

Capítulo I

Introdução

O acesso à energia elétrica se configura como um direito fundamental, pressuposto à cidadania e à dignidade humana, e que deve ter seu fornecimento assegurado com qualidade, segurança e a preços justos.

Em 2015, os 193 países-membros das Nações Unidas aprovaram, por consenso, a Agenda 2030, que trata de um plano de ação de 2015 a 2030 para alcançar os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) do Pacto Global.

O Pacto Global não é um instrumento regulatório, mas sim uma iniciativa voluntária que fornece diretrizes para a promoção do crescimento sustentável e da cidadania.

A ODS 07 trata especificamente sobre o acesso à energia elétrica e tem como objetivo assegurá-lo de maneira confiável, sustentável e a preço acessível para toda a população, estabelecendo a meta de atingir a sua universalização até 2030, além de buscar o aumento da participação de energias renováveis na matriz energética global, expandir a infraestrutura e modernizar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia.

Indo além da questão da sustentabilidade, o atual momento configura-se como uma era de crescimento exponencial, em que a disponibilidade de informação, de processamento e de comunicação – inclusive entre objetos – estão contribuindo para alavancar negócios e para promover ganhos de produtividade elevados. Essas mudanças estão a substituir negócios tradicionais – aparentemente robustos – por tecnologias digitais altamente dependentes da eletricidade¹.

¹ Neste contexto de grande transformação, o modelo *Energy-as-a-Service (EaaS)* está se afirmando no setor elétrico. De acordo com o relatório “*ENERGY AS A SERVICE - Innovation Landscape Brief*”, elaborado pela IRENA, *EaaS* refere-se a um modelo de negócios em que a empresa contratada oferece vários serviços e soluções, de maneira integrada, ao invés de apenas fornecer uma “*commodity*”, agrupando projetos de consultoria, otimização da gestão do consumo e/ou geração de energia, instalação de ativos, monitoramento remoto, dentre outros serviços. Normalmente a remuneração desses fornecedores é garantida pela performance, considerando o compartilhamento dos ganhos financeiros e/ou redução de custos observados pelos clientes. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Energy-as-a-Service_2020.pdf, acessado em 17 de setembro de 2023.

O atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, constituído em 2004, é centralizado nas distribuidoras, que são responsáveis por realizar a gestão da compra e da comercialização energia elétrica a todos os consumidores atendidos em baixa tensão, em um mercado total de aproximadamente 80 milhões de unidades consumidoras, além da gestão das redes de distribuição, que engloba as etapas de planejamento, construção, operação e manutenção das linhas de distribuição, além de outras atividades como a prestação do serviço de medição e combate às perdas de energia.

O consumidor, agente final na estrutura da cadeia de valor do setor elétrico, sustenta uma série de políticas públicas e arca com uma alta carga tributária, sendo diretamente impactado por decisões de terceiros que lhe são impostas. Tudo isso se reflete diretamente no valor da conta de energia elétrica, particularmente quando essas decisões não atendem ao princípio da promoção da modicidade tarifária. Contudo, pela complexidade inerente do setor e falta de transparência, existe hoje certa desconexão da sociedade com os temas, desafios e oportunidades relacionados ao setor elétrico.

O modelo baseado no fluxo unidirecional da energia, com geração robusta e centralizada, predominantemente afastada dos principais centros de carga, demandando extensas linhas de transmissão e distribuição para atendimento aos clientes finais está se modernizando para um modelo descentralizado com geração e carga em locais mais próximos, aumento acelerado da participação de fontes renováveis como solar e eólica, incentivos para os consumidores investirem em sua própria geração de energia elétrica, eletrificação da frota de veículos, sistemas de armazenamento de energia a preços mais acessíveis, dentre outras tendências².

O consumidor terá um papel cada vez mais ativo no setor elétrico. Dependendo da forma como os produtos forem estruturados, a facilidade do acesso e o preço da energia também forem ofertados, mudanças de hábito podem ocorrer, alterando o perfil de consumo, o volume de energia consumida e a demanda associada.

Além disso, o consumidor terá também um papel fundamental para alcançar as metas de redução de emissão de gases de efeito estufa, ao privilegiar, cada vez mais, o acesso à geração de energia renovável.

Nesse contexto, o próprio arcabouço regulatório e legal deve ser aprimorado para

² Essas tendências impactam diretamente as distribuidoras, que pela integração das energias renováveis e a descentralização energética, estão em um momento de transição de Operadores de Rede de Distribuição – em inglês *Distribution Network Operator* (DNO) - para Operadores de Sistemas de Distribuição - em inglês, *Distribution System Operators* (DSO). A digitalização é essencial para garantir o modelo DSO, exigindo investimentos em automatização, medidores inteligentes, sistemas em tempo real, *big data* e análise de dados.

proporcionar a robustez necessária ao setor elétrico e garantir que esse novo modelo seja estruturado de maneira adequada.

Todos esses desafios são ainda mais relevantes em um país como o Brasil, com dimensões continentais e realidades muito distintas em termos sociais, geográficos, ambientais, demográficos, econômicos e culturais.

O momento atual é propício para mudanças.

Como primeiro passo do aprimoramento regulatório necessário para garantir uma posição de destaque frente a todas essas oportunidades e colocar o consumidor brasileiro no centro do setor elétrico, deve-se assegurar a toda população, o direito básico de liberdade de escolha. Deve ser garantido que todos os consumidores, industriais, comerciais e residenciais, possam escolher seu supridor de energia elétrica. Pelas regras atuais, conforme será abordado no decorrer desta tese, somente os consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV serão elegíveis a exercer esse direito de escolha a partir de 2024.

Uma cuidadosa e planejada etapa de transição, em prol da abertura do mercado livre para todos os consumidores, é absolutamente fundamental para manter a estabilidade regulatória do setor, a segurança jurídica nas operações, o equilíbrio econômico e financeiro para os agentes e a isonomia de tratamento.

Diante desse contexto, o problema a ser estudado na presente tese refere-se justamente à determinação de um rito regulatório simples, que proporcione ganhos sistêmicos, mitigue impactos negativos e que seja focado na transição do modelo atual, estruturado em torno do segmento de distribuição, para a liberalização do mercado livre, empoderando o consumidor final e garantindo liberdade de escolha na definição de seu supridor de energia elétrica,

Assim, a tese é construída a partir de duas premissas principais:

- Premissa 1: a elegibilidade ao mercado livre deve incluir todos os consumidores, porém é mandatório a implementação de aprimoramentos regulatórios. Para garantir estabilidade e robustez do Setor Elétrico, o sucesso da abertura do mercado livre depende mais da maneira como o mercado seria estruturado, de quais medidas deveriam ser implementadas, do que da velocidade de migração em si.
- Premissa 2: a atratividade do mercado livre não será a mesma para todos os consumidores, em decorrência de fatores como: elegibilidade à tarifa social, limite de crédito, diferentes perfis de consumo e sazonalidade, variabilidade do preço médio da energia das distribuidoras em diferentes áreas de concessão etc.

A revisão bibliográfica é baseada no estudo de mercados de energia já consolidados, que iniciaram a liberalização do mercado livre no início dos anos 2000, evidenciando os

desafios e os benefícios do processo de abertura.

Como principal contribuição do trabalho realizado, destaca-se uma proposta de rito regulatório, na medida do possível, simples, de rápida implementação e com foco no período de transição. Um rito que possui marcos temporais bem definidos e que garante a isonomia entre agentes e mitigação de impactos, principalmente, para o segmento de distribuição, propondo uma solução para a questão dos “contratos legados”.

A tese está organizada em 08 capítulos. Após esse capítulo introdutório, o capítulo 02 aborda um panorama do setor elétrico brasileiro, com foco nos principais marcos regulatórios do mercado livre, discussão sobre os pilares do atual modelo – universalização do acesso à energia elétrica, modicidade tarifária e planejamento energético de longo prazo – e necessidade de substituição e aprimoramento para atingir o empoderamento do consumidor, a racionalização de benefícios e encargos entre consumidores, a sinalização do preço real da energia e a expansão da geração baseada no mercado livre.

O capítulo 03 aborda os diferentes desenhos possíveis para os mercados de energia elétrica – monopólio, concorrência no atacado e no varejo – destacando a situação vigente, da re-regulamentação, assim como as políticas de incentivo à expansão renovável estão moldando os desenhos de mercado, com destaque para: (i) a remuneração das usinas térmicas e o problema do “*missing money*”; (ii) a mitigação às mudanças climáticas e impactos na matriz elétrica mundial; e (iii) impactos da percepção pública na geração nuclear.

O capítulo 04 discute os benefícios da abertura do mercado livre, com foco na estruturação de novas modalidades tarifárias e como investimentos em inovação contribuem para o surgimento de diferentes arquétipos de consumidores. Além disso, apresenta a importância da configuração do agente agregador de cargas, o surgimento das usinas virtuais e de mercados Peer-to-Peer (P2P) e comunidades de energia, com o exemplo das comunidades no Brooklyn, Nova Iorque, Estados Unidos e no vilarejo de Heeten, na Holanda.

O capítulo 05 aborda os desafios da abertura do mercado livre, discutindo o impacto da concentração de mercado, analisando as ações implementadas pelo regulador francês para mitigar o poder de mercado do grupo EDF e as medidas do regulador português em relação ao grupo EDP, na importância de garantir o engajamento do consumidor para o sucesso da expansão do mercado livre, analisando as ações implementadas na Suécia e, por fim, a relevância de investimentos em inovação, com o estudo de caso na Dinamarca para aprimoramentos no sistema de medição.

O capítulo 06 apresenta todo o contexto do processo de contratação de energia pelas Distribuidoras, abordando a importância de tratamento adequado para os contratos legados em

prol da sustentabilidade da abertura do mercado livre.

O capítulo 07, com base nos desafios e oportunidades discutidos e os exemplos internacionais apresentados, apresenta o novo modelo regulatório proposto, baseado em 04 aprimoramentos principais: (i) definição de um cronograma oficial, com os marcos da expansão do mercado livre; (ii) implementação de campanhas de fiscalização sobre os benefícios e desafios do mercado livre; (iii) estabelecimento do Comercializador de Energia Regulada (CER); (iv) centralização dos contratos no Operador Nacional de Mercado (ONM).

Por fim, no capítulo 08, com base em tudo anteriormente apresentado e discutido, apresenta as conclusões da tese e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo II

Panorama do Mercado Livre no Brasil

2.1 Considerações Gerais

O mercado livre brasileiro surgiu em 1995, por meio da Lei 9.074³, de 07 de julho, art.15, ao habilitar consumidores com carga igual ou superior a 10 MW a negociar energia com os Produtores Independentes de Energia (PIE).

A Lei previa que, decorridos cinco anos de sua publicação, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, estariam aptos a comprar energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

E, transcorridos oito anos de sua publicação, o poder concedente estaria livre para reduzir os limites de carga e tensão para que demais consumidores pudessem exercer seu direito de escolha do supridor de energia elétrica.

Em 1998 estabeleceu-se outro importante marco, por meio da Lei 9.648, de 27 de maio⁴. Para aumentar a competitividade de empreendimentos hidráulicos com potência entre 1 e 30 MW foi atribuída uma redução de 50% a ser aplicada aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para comercialização do excedente de geração hidráulica de autoprodutores e PIEs.

Posteriormente, por meio da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002⁵, estipulou-se, mediante regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), redução de, pelo menos, 50% a ser aplicada às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo desde a produção até o consumo da energia comercializada, para os empreendimentos a partir de fontes eólica e biomassa.

³ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm, acessado em 26 de junho de 2023.

⁴ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm#art4, acessado em 26 de junho de 2023.

⁵ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm#art17, acessado em 26 de junho de 2023.

Pelo Decreto 5.163, de 30 julho de 2004⁶, estabeleceu-se uma nova arquitetura de mercado, o Novo Modelo do setor elétrico brasileiro, conforme Figura 1, baseada no modelo de Competição no Atacado, onde diversos PIEs estão habilitados a comercializar energia:

- (i) com grandes consumidores, formalizando contratos bilaterais com condições contratuais livremente pactuadas no Ambiente de Comercialização Livre (ACL); ou
- (ii) com distribuidoras de energia elétrica para atendimento ao mercado consumidor de sua área de concessão, através da participação em leilões de energia, no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR).

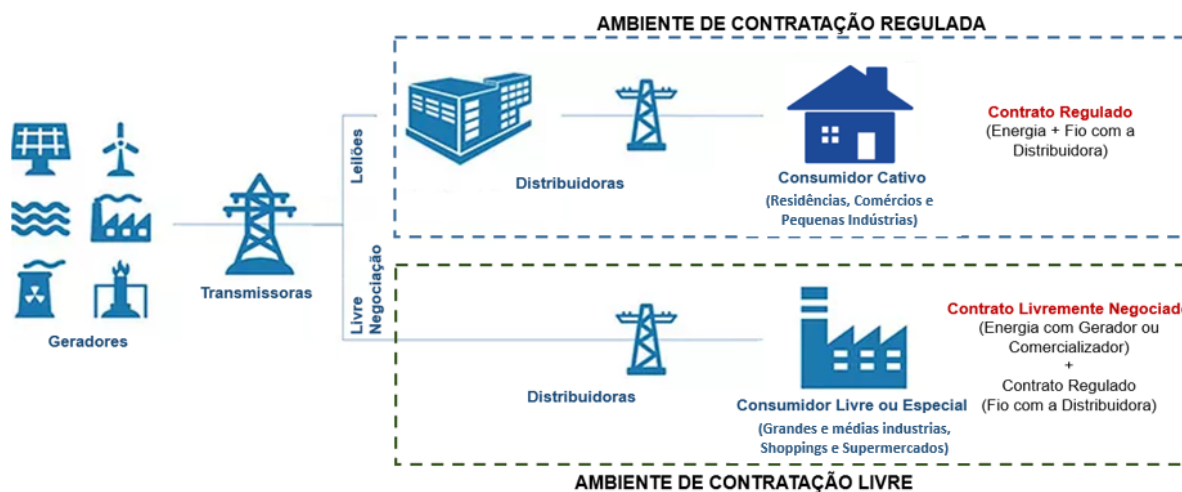


Figura 1 – Ambiente de Contratação Livre e Cativo.

Fonte: Elaboração própria.

Além disso, esse Decreto criou formalmente a figura do Consumidor Livre Especial que são os consumidores, ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito⁷, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, habilitados a migrarem para o ACL mediante suprimento de energia de fontes incentivadas.

Transcorridos 23 anos da publicação da Lei 9.074/1995, o MME publicou a Portaria 514, de 27 de dezembro de 2018⁸, estabelecendo novos marcos para a abertura do mercado livre, habilitando consumidores com carga igual ou superior a 2,5 MW, atendidos em qualquer tensão, a partir de 1º de julho de 2019, a optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado

⁶ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm, acessado em 26 de junho de 2023.

⁷ A comunhão de direito consiste na união de unidades consumidoras de um mesmo grupo empresarial, ou seja, com a mesma raiz de CNPJ. A comunhão de fato acontece quando há unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas, ou seja, unidades que são vizinhas.

⁸ https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754, acessado em 26 de junho de 2023.

Nacional (SIN) e, a partir de 1º de janeiro de 2020, todos consumidores com carga igual ou superior a 2,0 MW.

Em 2019, através da Portaria 465, de 12 dezembro⁹, a elegibilidade para a migração ao mercado livre passou a incluir, a partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1,5 MW, a partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1,0 MW e, a partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, independentemente da fonte de energia.

Além disso, estabeleceu também que até 31 de janeiro de 2022 a ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deveriam apresentar um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir:

- (i) a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW;
- (ii) o estabelecimento do comercializador regulado de energia, que seria o agente responsável por atender aos consumidores que desejassem permanecer no mercado cativo;
- (iii) o estabelecimento de uma proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

Importante mencionar que essas Portarias não proporcionaram um aumento do número de consumidores elegíveis à migração, mas retiraram a obrigatoriedade da contratação de fontes renováveis, dando mais liberdade no momento de escolha de seu supridor de energia elétrica, além de aumentar a atratividade na migração ao possibilitar o suprimento a partir de fontes convencionais - uma vez que a energia incentivada possui um *spread* em relação à convencional.

Conforme a Figura 2, de acordo com dados da CCEE observa-se a evolução do número de consumidores livres e especiais, que migraram para o ambiente livre, variando de 940 agentes em 2010 para 10.865 em 2022.

Em termos de consumo, o mercado livre representa cerca de 36,8% do mercado de energia no mercado brasileiro, alcançando um consumo total de 26.190 MWm em 2022.

Importante mencionar que um único agente pode consolidar diversas unidades consumidoras. Por exemplo, uma rede de supermercados estaria representada como um único agente na CCEE unificado em nome da matriz, sendo que cada filial seria uma unidade consumidora, modelada na estrutura desse agente principal. Sendo assim, em 2022 o ambiente livre alcançou 25.448 unidades consumidoras.

⁹ <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>, acessado em 26 de junho de 2023.

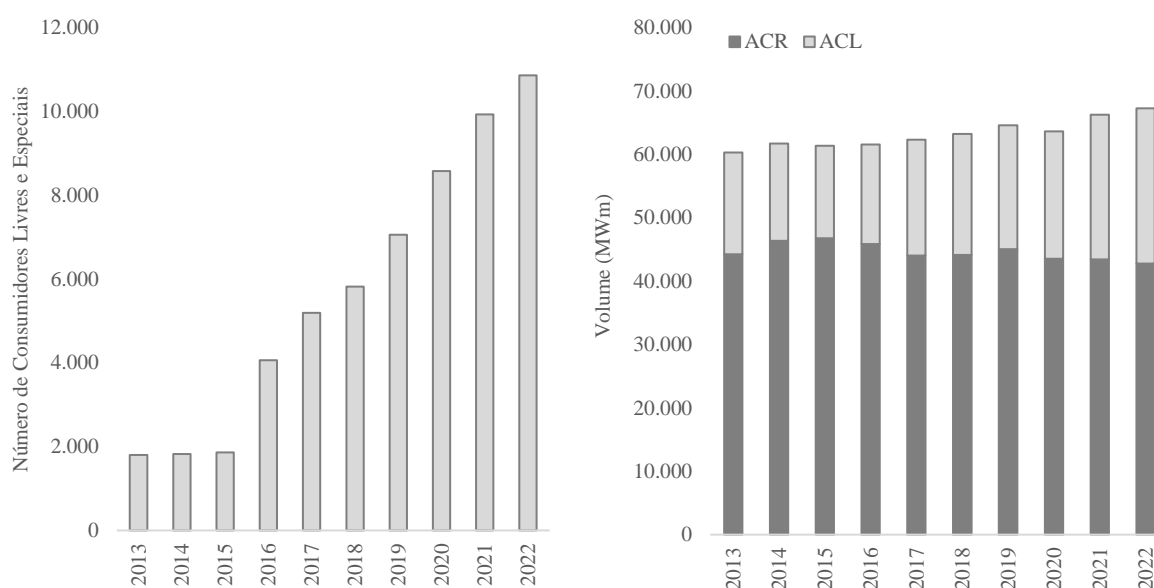


Figura 2 – Evolução do número de consumidores livres e especiais no mercado livre e do consumo (MWm) entre 2013 e 2022.

Fonte: CCEE.

Ao analisar as migrações anuais das unidades consumidoras, conforme apresentado na Figura 3, é interessante observar como 03 fatores externos e conjunturais impactam diretamente a velocidade de migração:

- (i) a medida provisória MP579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783¹⁰, de 11 de janeiro de 2013;
- (ii) a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) das Distribuidoras;
- (iii) a pandemia da COVID-19.

Na realidade, ocorreram os seguintes fatos:

- (i) Com a MP579, em 2012, as migrações anuais estavam em um patamar baixo, resultado de tarifas mais atrativas no ambiente de contratação regulada;
- (ii) Os anos de 2014 e 2015 foram caracterizados por uma hidrologia ruim com reservatórios de armazenamento permanecendo em níveis baixos. Sendo assim, foi necessário o despacho de usinas termoeletricas para atendimento da carga. Esse contexto elevou o preço do mercado *spot*;

¹⁰ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm, acessado em 26 de junho de 2023.

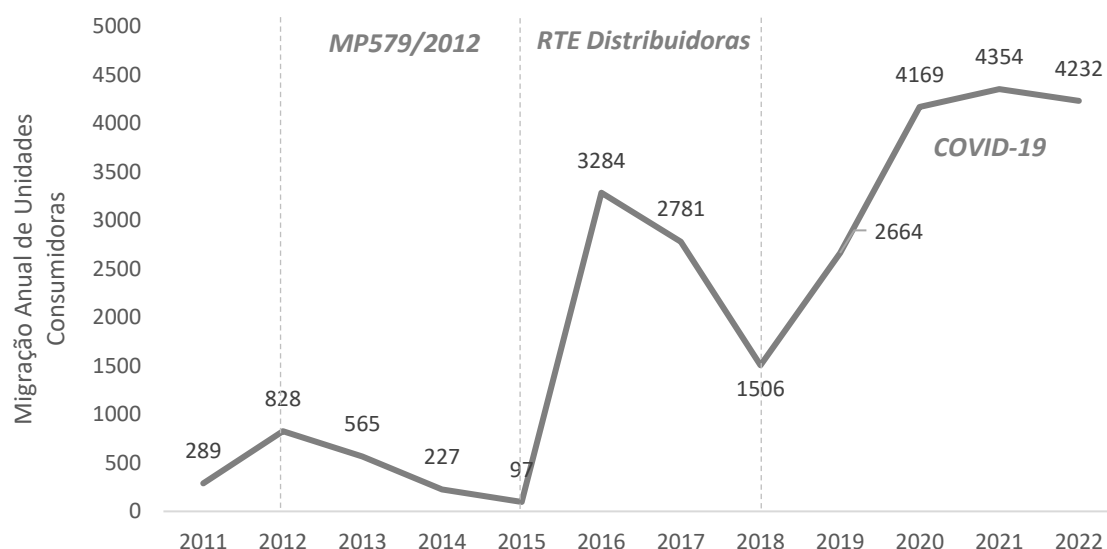


Figura 3 – Evolução do número de migrações anuais de unidades consumidoras de 2011 a 2022.

Fonte: CCEE [1].

- (iii) Inicialmente, o Governo realizou dois aportes do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Porém, sem condições de fazer novos aportes, teve que recorrer a uma saída alternativa, contraindo grandes empréstimos com um pool de 13 bancos, via a CCEE, totalizando, aproximadamente, R\$ 21,2 bilhões¹¹ e criando a “Conta-ACR”;
- (iv) O pagamento do financiamento seria realizado pelos consumidores do mercado cativo, através de aportes mensais na CDE, por um prazo de 54 meses, até 2020 - mas a quitação ocorreu de maneira antecipada em setembro de 2019;
- (v) As distribuidoras solicitaram reequilíbrio econômico e a ANEEL procedeu com uma RTE contemplando 58 concessionárias e acarretando um aumento médio de 23,4% na tarifa;
- (vi) Com o aumento das tarifas no ambiente regulado e considerando que, na migração, os valores da “Conta-ACR” permaneciam no ambiente cativo, as migrações para o mercado livre se intensificaram entre 2015 e 2018, onerando as tarifas dos consumidores regulados pela redistribuição desses custos;
- (vii) Por fim, a partir de 2020, quando a necessidade de redução de custos fixos para as empresas se tornou extremamente necessária decorrente do impacto da pandemia da COVID-19 na economia, as migrações para o mercado livre voltaram a acelerar, na busca de redução de valores de compra de energia elétrica.

¹¹ Valor histórico.

De 2019 até 2022, uma série de discussões ocorreram com a instauração de diversas Consultas Públicas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para tratar da abertura completa do mercado livre [2], [3]. E avanços importantes aconteceram.

No Brasil, segundo a ANEEL, os consumidores são classificados em dois grupos: A e B. O “Grupo A” compreende as unidades consumidoras de alta tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), média tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS), com tensão igual ou superior a 2,3 kV. Enquanto o “Grupo B” é composto pelas unidades consumidoras da baixa tensão, das classes: residencial (Subgrupo B1), rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4), com tensão inferior a 2,3 kV.

A Portaria MME 50, de 27 setembro de 2022¹², estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores classificados como “Grupo A” poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN.

Além disso, estabeleceu também que os consumidores com carga individual inferior a 500 kW somente poderão migrar para o ambiente livre desde que representados por agente varejista, estabelecendo assim um limite entre atacado e varejo.

Já com relação à abertura total do mercado livre, incluindo os consumidores atendidos em baixa tensão (“Grupo B”) ainda não há previsão legal para viabilizar essa migração. Existem alguns Projetos de Lei em tramitação ou em discussões em consultas públicas específicas e, caso a regulamentação prospere nesse contexto, a liberalização do mercado livre para todos os consumidores ocorreria a partir de 2028, com um marco intermediário em 2026 para os consumidores comerciais.

2.2 Pilares da Abertura do Mercado Livre

2.2.1 Considerações Gerais

O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro, estabelecido em 2004 pelas Leis 10.847/2004 e 10.848/2004, foi implementado em três pilares:

- (i) universalização do acesso à energia elétrica;
- (ii) modicidade tarifária;
- (iii) planejamento energético de longo prazo.

Com relação ao pilar de “universalização do acesso à energia elétrica”, a Lei nº

¹² <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>, acessado em 26 de junho de 2023.

10.438/2002¹³ definiu que a universalização dos serviços públicos de energia elétrica deve ser realizada de forma gratuita ao solicitante, sem ônus de qualquer espécie, cabendo à ANEEL regular os prazos, procedimentos e condições dessas ligações.

Desde 2004, vem ocorrendo um aumento expressivo da quantidade de domicílios atendidos, principalmente após a criação de mecanismos de incentivo, como o Programa Luz para Todos.

Segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em 2022, o acesso à energia elétrica nos domicílios atingiu cobertura praticamente universal, com atendimento de 99,8% da população [4]. Porém, em áreas rurais afastadas dos principais centros, algumas distribuidoras ainda possuem planos de atendimento em curso, fiscalizados pela ANEEL.

Já com relação ao atendimento dos sistemas isolados e remotos, o Decreto nº 10.221¹⁴, de 5 de fevereiro de 2020, estabeleceu o Programa Nacional de Universalização e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal - Mais Luz para a Amazônia, sendo responsabilidade do MME a definição de metas e os prazos para esse atendimento.

De acordo com dados do Instituto Estadual de Educação, Ciência e Tecnologia do Maranhão (IEMA) ainda existem cerca de um milhão de brasileiros sem acesso à energia elétrica [5].

Já com relação ao pilar do “planejamento energético de longo prazo”, a capacidade instalada brasileira cresceu 91,2 GW entre 2004 e 2022, passando de um total de 90,4 GW para 181,6 GW, de acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN), da Empresa de Planejamento Energético (EPE)¹⁵.

Além disso, possibilitou a diversificação da matriz, de uma base hidráulica com participação de termoelétricas, para um aumento da participação de fontes renováveis como eólica, solar e biomassa.

A base dessa expansão ocorreu, principalmente, através dos leilões de energia para atendimento do mercado regulado, tendo as distribuidoras como contraparte nessas contratações, uma vez que elas são as responsáveis pela gestão da compra de energia para atendimento dos consumidores em sua área de concessão.

¹³ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438compilada.htm, acessado em 26 de junho de 2023.

¹⁴ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2020/decreto/d10221.htm, acessado em 26 de junho de 2023.

¹⁵ Importante reforçar que os dados mencionados acima referem-se à geração centralizada. Com relação à geração distribuída, de acordo com dados da EPE, em 2022 a GD alcançou capacidade instalada de 17,3 GW. <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>, acessado em 17 de setembro de 2023.

Além disso, como os leilões ocorriam 3, 5 ou 7 anos antes da entrada em operação dos empreendimentos, existia tempo hábil para a construção das usinas e a obtenção de financiamentos era facilitada, uma vez que havia a celebração de contratos de longa duração, com 15 ou 30 anos. Assim, estabeleceu-se um círculo virtuoso da expansão da matriz elétrica, baseado no crescimento de mercado das distribuidoras. Por sua vez, com relação ao pilar de “modicidade tarifária”, a proposta consistia em estabelecer uma tarifa que fosse módica aos consumidores. Ainda que seja algo de difícil comprovação, se os consumidores pagam ou não pagam uma tarifa módica, deve-se reconhecer que, com o estabelecimento da contratação por leilões, aumentou-se a competição do lado da oferta, diminuindo o preço final de compra e beneficiando os consumidores¹⁶.

Em termos de governança, existe hoje um rito robusto dos processos de reajuste e revisão tarifária das distribuidoras. Esses processos contemplam o repasse ao consumidor dos ganhos de produtividade estimados da distribuidora decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes - ainda que esses processos tenham sido estabelecidos ao final da década de 1990, após a desverticalização e privatizações das distribuidoras, esse rito foi se consolidando ano após ano.

Ocorre que, nos últimos 20 anos, observou-se um crescimento exponencial da geração renovável (principalmente eólica e solar), novas tecnologias se desenvolveram, a geração distribuída se fortificou e o acesso ao mercado livre expandiu. Todas essas características pressionam por um aprimoramento do arcabouço regulatório vigente.

Em linha com as melhores práticas internacionais, deve ser assegurado o acesso ao mercado livre para todos os consumidores, o que impacta diretamente dois pilares vigentes:

- (i) modicidade tarifária, uma vez que existirá um crescimento na contratação bilateral entre consumidores e comercializadores, devendo assim garantir preços competitivos;
- (ii) planejamento de longo prazo, além de tornar mais complexa a diversificação da matriz elétrica¹⁷, a expansão pelo mercado livre deve beneficiar a construção de projetos de energia renovável com estabelecimento de contratos de menor duração e que estarão sujeitos à avaliação da viabilidade e do retorno esperado por parte dos desenvolvedores.

¹⁶ Por outro lado, importante reforçar que, apesar de energia poder ter um custo mais reduzido, as tarifas são oneradas com encargos, subsídios, incentivos e tributos, o que eleva o valor para os consumidores.

¹⁷ Nesse contexto e conforme será abordado no decorrer da tese, se torna essencial a fortificação do mercado de capacidade, com a ocorrência de Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência.

O sucesso da abertura do mercado livre depende mais de como o mercado será estruturado, do que do cronograma de abertura ou da velocidade de migração em si.

Isto é, ainda que a definição do cronograma da liberalização do mercado livre seja essencial, se trata apenas de estabelecer o primeiro passo de um rito mais robusto, que deve contemplar uma série de aprimoramentos regulatórios para garantir a estabilidade do setor elétrico, incluindo uma revisão dos pilares do modelo vigente. Sendo assim, o novo marco regulatório proposto pela presente tese deve ser pautado pelos seguintes pilares:

- (i) empoderamento do consumidor;
- (ii) racionalização de benefícios e encargos entre consumidores;
- (iii) sinalização do preço real da energia e expansão da geração, baseada no mercado livre.

A seguir, serão apresentados, em mais detalhes, cada um desses pilares.

2.2.2 Empoderamento do consumidor

A modernização do marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro deve considerar o novo cenário que vem se configurando com o empoderamento do consumidor de energia.

O consumidor terá um papel cada vez mais central e ativo no setor elétrico, demandando o desenvolvimento de novos produtos e serviços. Dependendo como as diferentes modalidades tarifárias forem disponibilizadas e como os preços da energia forem oferecidos ao consumidor, mudanças de hábito podem ocorrer, alterando o perfil de consumo, o volume de energia consumida e a demanda associada.

No modelo regulatório vigente, a distribuidora ainda exerce papel central na dinâmica do setor elétrico, sendo responsável por gerir e repassar a maior parte dos valores financeiros arrecadados para toda a cadeia de valor, uma vez que o mercado cativo é predominante e as distribuidoras são responsáveis pela gestão da energia para atendimento do mercado em sua área de concessão. Se trata de um ambiente de “*utility centricity*”.

Em um novo marco regulatório do setor elétrico, a ser estabelecido, o consumidor passaria a ser o protagonista do mercado e a ter liberdade de escolha do supridor de energia que melhor atender às suas necessidades. Configura-se aí, conforme Figura 4, um modelo baseado no “*Customer Centricity*” [6], [7].



Figura 4 – Modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Customer Centricity.

Fonte: Elaboração própria.

2.2.3 Racionalização de benefícios e encargos entre consumidores

O setor elétrico brasileiro sustenta uma série de políticas públicas e/ou benefícios setoriais, podendo ser citados (i) a concessão de descontos tarifários aos usuários de baixa renda, (ii) custeio à geração de energia nos sistemas isolados ou desconto da tarifa de transmissão ou de distribuição para energias renováveis, (iii) promoção da competitividade do carvão mineral nacional ou da geração distribuída, dentre diversos outros.

Grande parcela dos subsídios são custeados pela CDE, um fundo setorial que possui como principal fonte de receita as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).

Ocorre que, conforme apresentado na Figura 5 e de acordo com a Resolução Homologatória 3175/2023¹⁸, ano após ano, observa-se um aumento dos valores a serem arrecadados. De 2017 a 2023, a CDE cresceu 118,9%, de R\$ 15,9 bilhões para R\$ 34,9 bilhões.

A título de comparação, a Receita Anual Permitida (RAP) da Rede Básica, a ser utilizada no estabelecimento das tarifas nodais de uso do sistema de transmissão (TUST-RB), atingiu o montante de R\$ 39,5 bilhões no ciclo 2023-2024.

Entre os itens que apresentaram crescimento mais expressivo, conforme Figura 6 a seguir, destacam-se a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)¹⁹ e a Conta Consumo de Combustíveis (CCC).

¹⁸ <https://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/reh20233175ti.pdf> acessado em 08 de julho de 2023.

¹⁹ De acordo com a ANEEL, são elegíveis a receber o benefício da TSEE as unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, desde que atendam a pelo menos uma das seguintes condições: (i) inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo nacional; (ii) inscritos no CadÚnico e com renda mensal de até 3 salários-mínimos, que tenha entre seus membros portador de doença ou patologia cujo tratamento ou procedimento médico pertinente requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica; e (iii) as famílias indígenas e quilombolas inscritas no CadÚnico que atendam ao disposto nos incisos i ou ii.

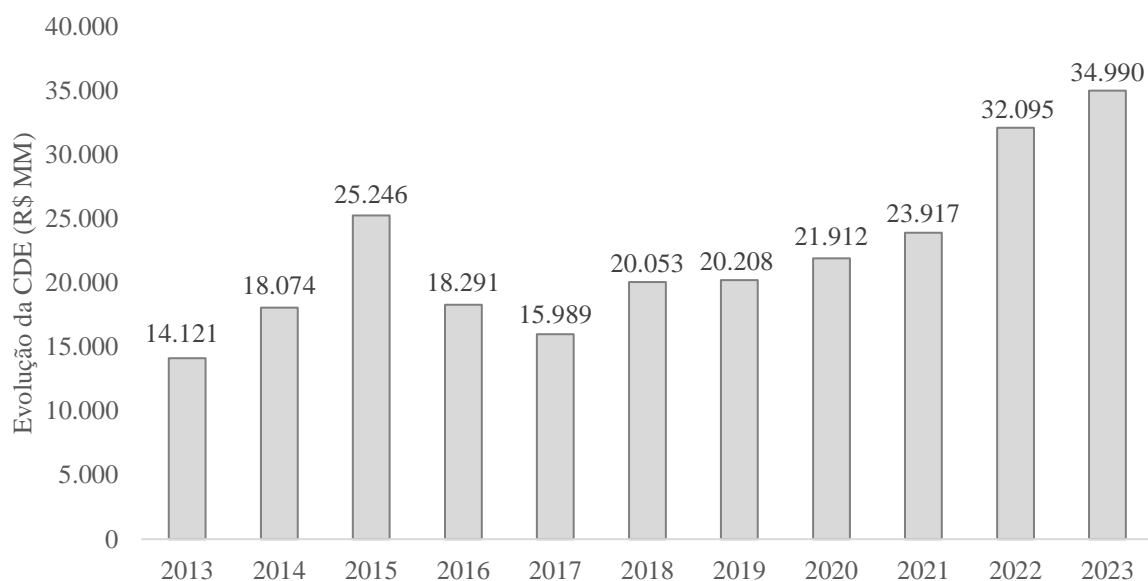


Figura 5 – Evolução do orçamento da CDE de 2013 a 2023.

Fonte: ANEEL.

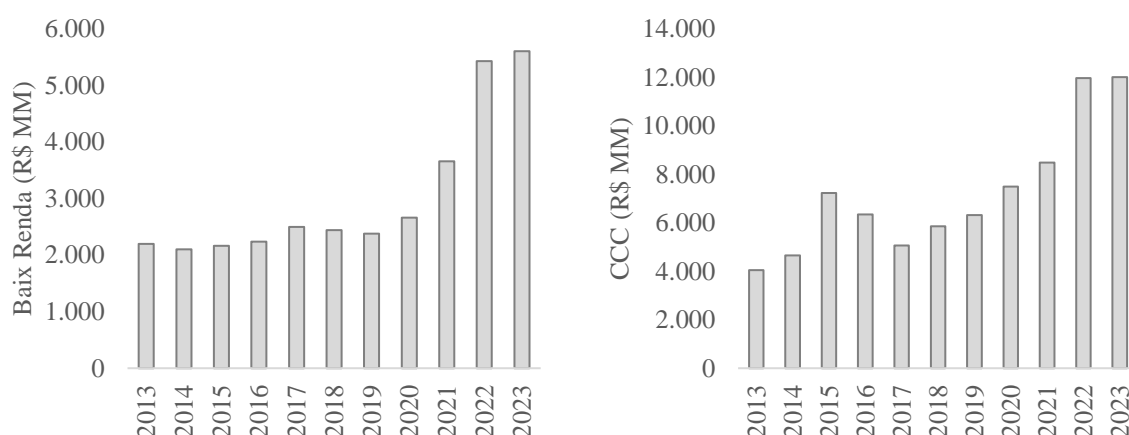


Figura 6 – Evolução do orçamento da CDE de 2013 a 2023: (i) Tarifa Social de Energia Elétrica e (ii) Conta Consumo de Combustíveis.

Fonte: ANEEL.

A Tarifa Social é aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda e corresponde a um desconto na conta de energia elétrica, concedido aos primeiros 220 kWh consumidos mensalmente.

Desde 2021 esse item apresenta um crescimento expressivo, com tendência de alta, uma vez que a Lei 14.203/2021 promoveu uma alteração relevante para inscrição de beneficiários à TSEE, passando a prever a inscrição automática de unidades consumidoras.

Ainda que em janeiro de 2023 o número de famílias beneficiadas tenha atingido cerca de 15,5 milhões, caracterizando um aumento de 2,3 milhões de famílias (18,1%) em relação a

dezembro de 2021 de acordo com o Cadastro Único do Governo Federal, deve-se observar que existe um potencial de aproximadamente 10,5 milhões de famílias que atendem ao critério da TSEE, mas que ainda não foram beneficiadas.

Já a CCC tem como finalidade o atendimento dos sistemas isolados, reembolsando a parcela do custo da geração de energia elétrica nessas localidades, acima do custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional (SIN), denominado de ACR-médio.

Desde 2022, o orçamento da CCC é fortemente impactado pela elevação dos preços de combustíveis, além da inclusão de finalidades diversas, também promovidas pela Lei 14.203/2021, ao ampliar o repasse de custos decorrentes da sobrecontratação involuntária para as concessionárias do Amazonas e Amapá, ao flexibilizar os parâmetros de perdas regulatórias para a concessionária do Amapá e afastar a dedução do ACR-médio na definição do reembolso mensal para as concessionárias do Amapá e Pará.

Além desses dois itens, CCC e TSEE, destacam-se também o crescimento do custeio dos descontos tarifários na distribuição e na transmissão para geradores e consumidores de fontes incentivadas, além da transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias das distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), decorrente do Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Indo além, a CDE não é alocada de maneira isonômica entre os consumidores.

A CDE-Uso deve ser paga por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUSD e TUST). Quanto ao critério de rateio dessas quotas, além da isenção da subclasse residencial baixa renda, em vigor desde 1º de janeiro de 2017, deve-se observar trajetória para a retirada da diferenciação regional e introdução da diferenciação entre os níveis de tensão, se ajustando gradualmente até 31 de dezembro de 2029.

Já a CDE-GD se aplica às distribuidoras e o repasse tarifário ocorre mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia (TE), portanto, com repercussão restrita aos consumidores cativos.

Além da falta de processos fiscalizatórios mais robustos para verificar os agentes beneficiados e da transparência referentes à finalidade, ao rateio e a necessidade desses subsídios, questiona-se se essas políticas deveriam ser, de fato, custeadas pelos consumidores.

Na realidade, o Tesouro Nacional, na responsabilidade dos contribuintes, é quem deveria assumir esse ônus. E tal medida já está prevista na Lei nº 12.783/2013, que criou a possibilidade, mas não a obrigatoriedade, de aportes do Tesouro Nacional na CDE para arcar com esses subsídios. A consequência desse fato, rebate diretamente em não se atender ao preceito básico de que as migrações para o ambiente livre devem ser baseadas em ganhos reais para o consumidor e não na mera distorção locacional dos subsídios.

Por exemplo, considerando que as projeções indicam um crescimento exponencial da geração distribuída e que apenas os consumidores do mercado cativo arcam com esse subsídio, tal diferenciação locacional acelera, no longo prazo, a migração para o ambiente livre, contribuindo para a criação de uma “espiral da morte”, traduzida pelo fato de se ter uma tarifa elevada no ambiente regulado estimula os consumidores a migrar para o ambiente livre. Como gradativamente o tamanho do mercado regulado diminui, mas a tendência é de aumento do subsídio, o valor do encargo para o consumidor aumenta proporcionalmente, incentivando a migração, até o limite da insustentabilidade. Sendo assim, é primordial a racionalização de benefícios e encargos para garantir a sustentabilidade do setor elétrico.

2.2.4 Sinalização do preço real da energia e expansão da geração baseada no mercado livre

É essencial o desenvolvimento de um arcabouço regulatório que dê uma sinalização do preço real da energia aos consumidores, garantindo mecanismos de reação à variação de preços de uma forma mais rápida e dinâmica.

Pelo regulamento atual, os consumidores do mercado cativo são atendidos a partir de uma tarifa monômnia volumétrica, expressa em R\$/kWh, sem distinção horária ou mensal, em um mesmo ciclo tarifário. Assim, o valor a ser pago na fatura de energia elétrica depende unicamente da quantidade de energia elétrica consumida, ou seja, quanto maior o consumo de energia maior a fatura e, vice-versa, quanto menor o consumo, menor a fatura.

Implementada desde 2015 e regulamentada pela ANEEL, a sinalização adequada dos custos reais da geração de energia elétrica aos consumidores é estabelecida pelas Bandeiras Tarifárias, onde as cores verde, amarela ou vermelha indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade.

De acordo com a resolução homologatória nº 3.051²⁰, de 21 de junho de 2022, os valores das bandeiras tarifárias para o período de julho de 2022 a junho de 2023 são:

²⁰ <https://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/reh20223051ti.pdf>, acessado em 06 de julho de 2023.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874/kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971/kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492/kWh consumido.

Ainda que a estrutura volumétrica seja de simples entendimento e baseada em um medidor de energia com baixo custo, tal modelo não favorece a participação ativa do consumidor final no setor elétrico.

Nesse contexto, conforme será abordado no decorrer da tese, devem ocorrer dois aprimoramentos regulatórios importantes:

- (i) modernização do parque de medidores;
- (ii) modernização da estrutura tarifária, por exemplo, alterando o modelo vigente para uma tarifa binômica (em que existe a segregação da tarifa em duas partes: parcela demanda, em kW e variável, em kWh) ou para uma tarifa trinômica (em que existe a segregação da tarifa em três partes: parcela fixa para todas as unidades consumidoras, em kW/UC, parcela demanda, em kW e variável, em kWh).

Um sistema de medição moderno, com adequada estrutura tarifária e associado a um robusto sistema de telecomunicações, provê informações sobre o hábito dos consumidores e configura-se como indutor para otimização do uso da energia, sendo a base para programas robustos de resposta da demanda.

Por fim, com a abertura do mercado livre e sem um crescimento da demanda das distribuidoras, os leilões de contratação de energia nova não são mais necessários. Sendo assim, devem ser criados mecanismos e incentivos para a expansão da matriz lastreada pelo ambiente livre de contratação. De acordo com a Figura 7, a partir de dados da CCEE da contabilização de abril de 2023, a duração dos contratos de comercialização do ambiente livre (CCEAL) é mais frequente na faixa que abrange o período de 2 a 4 anos.

Essa estrutura privilegia a expansão da geração de fontes renováveis, como eólica e solar, cujo período de construção varia, em média, até 03 anos. Sendo assim, deve-se garantir a recorrência dos leilões para contratação de reserva de capacidade na forma de potência para garantir segurança no suprimento.

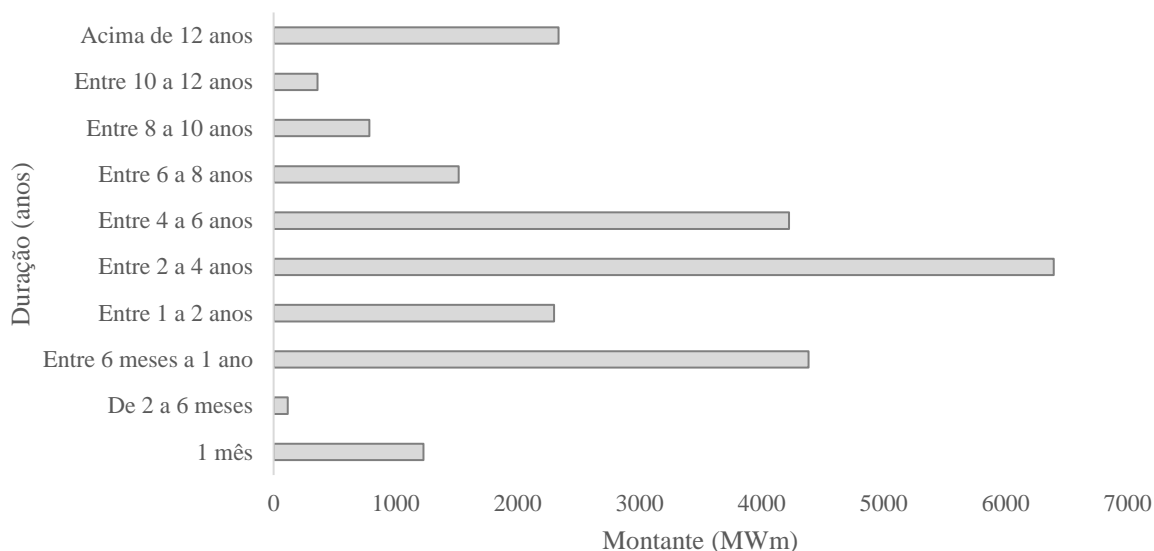


Figura 7 – Duração e montante (MWm) de CCEALs de consumidores livres e especiais no ACL.

Fonte: CCEE.

O marco legal foi estabelecido através da Lei 14.120/2021²¹ e o primeiro trâmite ocorreu em dezembro de 2021.

Os empreendimentos cadastrados têm o intuito de proporcionar a segurança do sistema ao serem despachados em momentos de alta demanda e/ou baixa geração das demais fontes. O primeiro leilão contou, exclusivamente com a participação de usinas termelétricas, mas espera-se que os próximos sejam estruturados sob a premissa da neutralidade tecnológica, possibilitando, pelo menos, a participação de sistemas de armazenamento.

Usinas novas e existentes podem participar do leilão e os vencedores formalizam o negócio pelo Contrato de Reserva de Capacidade (CRCAP) junto à CCEE. Para pagamento às usinas, foi criado um encargo, o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), a ser aplicado aos consumidores livres e cativos que estão ligados ao SIN, a partir do início de suprimento desse Leilão.

²¹ <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.120-de-1-de-marco-de-2021-306116199>, acessado em 27 de junho de 2023.

Capítulo III

Mercados de Energia Elétrica

3.1 Considerações Gerais

Uma arquitetura de mercado consistente aloca riscos e custos aos agentes aptos a enfrentá-los, agregando benefícios àqueles que atuam de maneira adequada, de acordo com os sinais recebidos, de modo que os agentes são incentivados a buscar ganhos de produtividade de forma incansável e recorrente. Em termos de retrospectiva, vale ressaltar que até a década de 1980, a estrutura de mercado era baseada em um monopólio, com empresas verticalmente estruturadas, propiciando a expansão da geração e das linhas de transmissão e distribuição.

Com base na experiência internacional, as razões para a abertura e reestruturação do mercado de energia foram diferentes a depender de cada região. Assim, na União Europeia, existia a crença de que a abertura otimizaria as negociações, aumentando a eficiência das indústrias, diminuindo o preço da energia e, com isso, certamente aumentando a competitividade do bloco.

Por outro lado, na Inglaterra, a motivação teve um viés político, com o intuito de limitar o poder do Estado na economia e, por fim, de acordo com o estudo do Banco Mundial “Repensando a Reforma do Setor de Energia nos Países em Desenvolvimento”, nessas regiões o novo paradigma de organização do setor de energia surgiu a partir de uma extrapolação do conceito do “Consenso de Washington²²”, decorrente de fatores como limitação de recursos, de financiamento das empresas estatais, do aumento da insatisfação popular com o serviço prestado e do valor pago pela energia elétrica [8].

²² O Consenso de Washington, estabelecido em 1989, é o conjunto de dez políticas econômicas liberais que passaram a ser sugeridas e aplicadas para acelerar o desenvolvimento de vários países, tais como: 1) disciplina fiscal; 2) priorização do gasto público em saúde e educação; 3) realização de uma reforma tributária; 4) estabelecimento de taxas de juros positivas; 5) apreciação e fixação do câmbio, para torná-lo competitivo; 6) desmonte das barreiras tarifárias para estabelecer políticas comerciais liberais; 7) liberalização dos fluxos de investimento estrangeiro; 8) privatização de empresas públicas; 9) ampla desregulamentação da economia; e 10) proteção à propriedade privada.

Essa primeira onda de reformas foi baseada em quatro pilares principais [8]:

- Reestruturação do mercado, com a total desverticalização e privatização de empresas estatais;
- Aumento da participação do setor privado, principalmente no segmento de geração e distribuição;
- Incentivo à concorrência com a configuração de um mercado atacadista de energia;
- Criação de uma entidade reguladora autônoma - anteriormente a regulação era centrada em “controlar” um monopólio, com número de limitado de agentes, porém, com a abertura do mercado livre e aumento do número de empresas participantes após a desverticalização, a regulação se torna mais complicada, complexa e necessária.

Os países pioneiros na abertura do mercado livre foram o Chile, seguido pela Noruega, Inglaterra e País de Gales. A partir daí, a situação evoluiu rapidamente com um número crescente de países se reestruturando, ano após ano.

Em 1991, a Comissão Europeia propôs a primeira diretiva em prol à abertura do mercado, estabelecendo regras comuns para todos os Estados Membros com relação à garantia de livre circulação de capitais e de energia e o direito das empresas em desenvolver projetos, construir e operar usinas de geração independentemente do país de origem. Nesse contexto, uma primeira medida de vital importância foi iniciar a integração regional, com a garantia de autonomia dos operadores das linhas de transmissão (*transmission system operator - TSO*).

Após uma série de negociações, o cronograma e o plano de estruturação da abertura do mercado, segregado em três blocos principais, foram divulgados em 1999:

- Até 2003, apenas os consumidores industriais seriam elegíveis a migrarem para o mercado livre.
- Entre 2003 até 2009, todo o mercado, incluindo os consumidores residenciais, deveria ser liberalizado.
- A partir de 2009, uma série de medidas em prol da Governança, monitoramento, segurança de mercado, unificação de sistemas e códigos deveriam ser estruturadas.

Enquanto na União Europeia a abertura do mercado livre foi bem-sucedida e é uma realidade para todos os consumidores, nos países em desenvolvimento, por outro lado, ainda que o início da reestruturação tenha ocorrido de maneira concomitante à Europa, registra-se que apenas 1 em cada 5 países conseguiu estabelecer o mercado atacadista, segundo dados do Banco Mundial [8].

Existem dois grandes desafios ao implementar um determinado desenho de mercado e um conjunto de regulamentações, conforme discutido a seguir.

Em primeiro lugar, assume-se que as partes interessadas se comportarão de maneira racional, ignorando vieses cognitivos. Por exemplo, existe uma expectativa que preços de energia mais baixos, melhores ofertas de serviços e qualidade no atendimento sempre intensificarão a migração ao mercado livre, ignorando aspectos como a inércia ou a falta de interesse do cliente.

Em segundo lugar, existe uma suposição que as partes interessadas interpretarão a legislação conforme pretendido pelo regulador. A realidade, por outro lado, mostra que a maioria dos agentes possui uma visão de curto prazo e se interessa em explorar todas as brechas regulatórias possíveis, levando as regras ao limite.

Por conseguinte, entender esses comportamentos e vieses é essencial para avaliar cada desenho de mercado, suas oportunidades e desafios. Em linhas gerais, pode-se observar que existem quatro estágios que definem a maturidade do setor elétrico, quais sejam (i) monopólio, (ii) mercado concorrencial no atacado, (iii) mercado de concorrência no varejo e (iv) a re-regulamentação, conforme será detalhado a seguir [9] [10] [11].

3.2 Desenho de Mercado: Monopólio

Conforme observado na Figura 8, o monopólio se refere a uma estrutura verticalizada, que pode ter duas vertentes: (i) as atividades de geração, transmissão e distribuição unificadas em uma única empresa; ou (ii) geração e transmissão unificadas em uma única empresa e a distribuição segregada.

Essa fase é caracterizada pela existência de poucas empresas e entidades participantes no mercado, ausência de competição e passividade na atuação dos consumidores no mercado, com os preços necessariamente regulados e a atividade de expansão da geração realizada centralizadamente.

Como pontos negativos, observa-se uma ineficiência na gestão e no planejamento. Em países desenvolvidos e com mercados estruturados no regime de monopólio global ou regional, observa-se excesso de geração, com uma matriz elétrica sobre dimensionada e preços elevados. Por sua vez, em países em desenvolvimento com a mesma estrutura de mercado, observa-se que decorrente da falta de recursos e financiamento, o baixo investimento no setor culmina no subdimensionamento da matriz elétrica, atrelado também à preços elevados.

Esse último caso, até a década de 1990, caracterizava o modelo vigente no setor elétrico brasileiro, com empresas verticalmente integradas nos três segmentos como a Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), hoje Auren Energia, sendo uma empresa única para atendimento do Estado de São Paulo, ou com integração entre geração e transmissão, como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) na região Nordeste e diversas distribuidoras para atendimento de cada Estado.

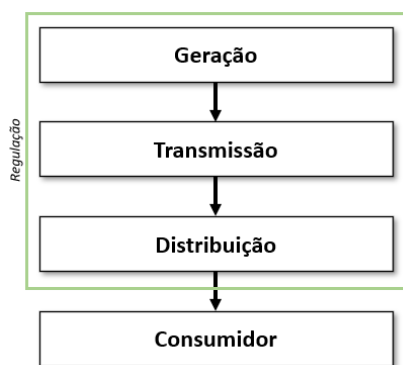


Figura 8 – Desenho de mercado: monopólio.

Fonte: Elaboração própria.

3.3 Desenho de Mercado: Comprador Único e Concorrência no Atacado

Frequentemente, o primeiro estágio da desregulamentação refere-se à competição na geração, com a estruturação dos PIEs. Nesse modelo, o segmento de geração pode contar tanto com investimentos privados quanto públicos, existindo uma entidade central responsável pela compra de toda a energia gerada, o comprador único (“*single buyer*”), que posteriormente aloca essa geração entre as empresas de distribuição que são responsáveis tanto pela gestão da compra de energia, quanto pelo serviço de transporte de energia para todos os consumidores, sem opção de escolha.

Normalmente, a implementação do modelo “*single buyer*” é vista como um primeiro passo em prol do modelo de competição no atacado. Ocorre que é comum alguns mercados “estagnarem” nessa fase. Como o mercado ainda possui forte influência estatal, essa estagnação é prejudicial ao mercado como um todo, uma vez que, decisões políticas, em detrimento de decisões técnicas, podem ser tomadas no despacho de determinadas plantas, de maneira a prejudicar ou favorecer determinadas usinas e/ou empresas.

Já no modelo de competição no atacado, se estabelece um mercado competitivo do lado da geração, a partir da instituição dos PIEs e, também, do lado do consumo se contribui para a competição, habilitando grandes consumidores de energia elétrica (como, por exemplo,

indústrias eletrointensivas) a escolher livremente seu supridor de energia elétrica, conforme observado na Figura 9.

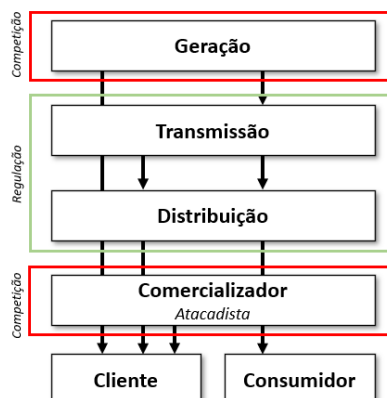


Figura 9 – Desenho de mercado: concorrência no atacado.

Fonte: Elaboração própria.

Nesse contexto, os consumidores de energia elétrica, que no regime monopolista “apenas” consomem uma *commodity* (no caso, a energia elétrica), se transformam em clientes, com perfis e hábitos de consumo diferentes.

Esses clientes podem firmar contratos bilaterais, com preços negociados livremente e diretamente com os PIEs ou com os comercializadores - agente responsável pela gestão da compra de energia, sendo um intermediário entre os geradores e os clientes, agregando valor à cadeia ao realizar a compra diversificada de grandes volumes de energia, estruturando portfólios, criando mecanismos que facilitam o acesso ao mercado livre e ofertando produtos customizados ao cliente final.

No segmento de transporte (redes elétricas), as atividades de transmissão e distribuição permanecem reguladas, com o estabelecimento de tarifas ao consumidor final. Nesse modelo, os consumidores menores e com baixa demanda, como residências e comércios, não são elegíveis a migrarem para o mercado livre, restando às distribuidoras a responsabilidade de realizar a gestão da compra de energia, mediante o estabelecimento de tarifas reguladas.

Como desvantagens dessa opção de desenho de mercado, destaca-se inicialmente a falta de sinalização do valor real da energia para a maioria dos consumidores, uma vez que a tarifa de energia no mercado cativo é estabelecida anualmente e muitas vezes não condiz com a situação quando a energia está sendo, de fato, consumida. Além disso, pode existir uma distorção na regulamentação e nos subsídios entre os dois mercados, com apenas o ambiente regulado sendo responsável por uma série de políticas públicas, distorcendo, ainda mais, o valor da energia entre os dois ambientes.

3.4 Desenho de Mercado: Concorrência no Varejo

Conforme a Figura 10, no modelo de mercado de concorrência no varejo, todos os consumidores, independentemente da demanda ou consumo, podem escolher livremente seu supridor de energia elétrica. Esse é o modelo almejado para o setor elétrico brasileiro.

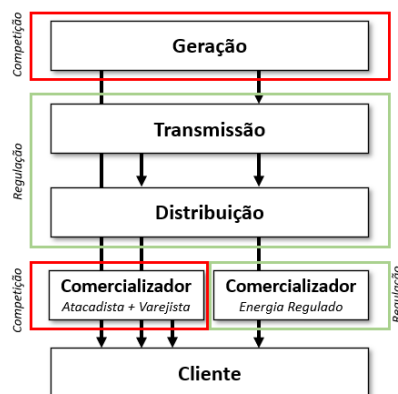


Figura 10 – Desenho de mercado: concorrência no varejo.

Fonte: Elaboração própria.

Existe uma total segregação das atividades prestadas pelas distribuidoras, que passam a ser responsáveis apenas pelo serviço de transporte de energia (“serviço-fio”). A gestão da compra de energia é de responsabilidade do agente varejista, agente responsável por viabilizar a migração de consumidores atendidos em baixa tensão. Por se tratar de um agente com elevado número de clientes, é importante garantir investimentos em sistemas de automação para gerir grande volume de dados, segurança e privacidade das informações, padronização de contratos e produtos e processos ágeis para desburocratizar o acesso ao mercado livre.

Na maioria dos mercados que possuem concorrência no varejo, o agente varejista é a única entidade que se comunica diretamente com os clientes, sendo responsável pela emissão e faturamento das contas de energia e gestão do dinheiro em circulação para repasse às distribuidoras e às transmissoras pelo serviço fio e às geradoras pela produção de energia.

Podem ser configurados também outros dois agentes:

- (i) comercializador de energia regulado, que será responsável pela gestão da compra de energia dos consumidores que não optaram pela migração ao mercado livre e pelos consumidores vulneráveis. Os produtos ofertados, os contratos e os preços da energia são regulados pela agência reguladora local;
- (ii) agregador de cargas, que será responsável por unificar um volume grande de pequenas cargas, formando um portfólio robusto para participação em programas de resposta da demanda, fornecimento de flexibilidade e serviços ancilares etc.

Como desvantagens desse modelo, destaca-se, dependendo do contrato firmado, a maior variabilidade de preços e assunção de riscos a que os consumidores podem estar sujeitos, e dificuldade de uma visão de longo prazo para expansão da geração, já que, com a minimização da participação e gestão estatal, o setor privado que seria responsável pela expansão da matriz elétrica.

3.5 A Era da “Re-regulamentação”

Devido a questões internas ou fatores externos, a Agência Reguladora e o Estado são forçados a intervir no mercado para induzir ou prevenir certos comportamentos por parte dos agentes ou para adequar o setor a determinadas políticas públicas, transformando, gradativamente, o que era originalmente concebido para ser um mercado livre, em um mercado altamente regulamentado e subsidiado.

Propostas de mitigação das mudanças climáticas, incentivos e subsídios a energia renovável, aprimoramentos tecnológicos e até a percepção pública podem mudar a concepção de um mercado e colocar o arcabouço regulatório sob pressão de uma forma que dificilmente poderia ser antecipada quando o regulamento foi inicialmente concebido.

Seja no modelo de concorrência no atacado ou no varejo, a evolução dos mercados desregulamentados e livres está se direcionando à re-regulamentação.

Por pressão ambiental e da sociedade, o descomissionamento de usinas nucleares e termoelétricas a carvão em diversas partes do mundo são fatores que favorecem os investimentos para expansão da geração renovável. Ocorre que o aumento da participação de energias renováveis e intermitentes implica em um sistema elétrico com necessidade constante de flexibilidade para atendimento energético rápido em momentos que as energias renováveis não performam de acordo com a demanda.

Para solucionar esse desafio, surge o mercado de capacidade, visando contratação de geração justamente para esses momentos de estresse do sistema. Ainda que em diversos mercados as fontes renováveis (e até mecanismos de reposta da demanda) são elegíveis a participar do mercado de capacidade, normalmente as contratações são direcionadas para usinas térmicas, principalmente aquelas movidas a gás natural, com acionamento rápido [12].

Ou seja, o regulador passa a intervir e subsidiar tanto os geradores tradicionais quanto os renováveis, levantando a questão sobre interferência no mercado livre, já que a maioria dos geradores são subsidiados de alguma forma [9].

A seguir serão detalhados três exemplos de re-regulamentação no setor elétrico:

- (i) remuneração das usinas térmicas e o problema do “*Missing Money*”;
- (ii) políticas para mitigação às mudanças climáticas e impacto no setor elétrico;
- (iii) percepção pública e a regulamentação.

3.5.1 Remuneração das usinas térmicas e o problema do “*Missing Money*”

Nos últimos 25 anos, os mercados de energia elétrica evoluíram de um desenho baseado no monopólio verticalmente integrado, em sua maioria com predominância da geração térmica, para um mercado competitivo, seja no atacado ou varejo, com agentes independentes responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e expansão das energias renováveis.

O segmento de geração deveria ser baseado em um mercado concorrencial, regido pelas regras clássicas de oferta e demanda, onde em situações de falta de energia, os preços deveriam aumentar até o ponto que o mercado consumidor estivesse disposto a pagar, sem travas ou limites. Por outro lado, o setor elétrico é considerado um mercado inelástico, com variações de preços apresentando uma latência maior para refletir no comportamento da demanda.

O sistema elétrico conta com uma série de requisitos de qualidade, confiabilidade operativa e segurança, que podem ser assegurados através de um mercado de serviços ancilares²³ robusto, contribuindo para aumentar a atratividade de investimentos em determinada fonte de geração.

O arcabouço regulatório que rege a prestação desses serviços pode variar entre um ambiente competitivo, com a oferta de preços livremente estabelecida pelos agentes, ou como um mercado regulamentado, com remuneração via encargos, ou mesmo considerando serviço obrigatório a ser prestado por determinados grupos de agentes.

Nesse contexto, investimentos em plantas com frequência de despacho reduzida, porém com alto potencial de ganho econômico em situações de déficit de energia ou adequadas para prestação de serviços ancilares, poderiam ser viabilizadas, a depender do perfil projetado de despacho e apetite ao risco que determinado investidor tivesse disposto a assumir.

Porém, essa realidade pró-mercado não é observada no setor elétrico, que está sujeito a intervenções políticas e regulatórias, decorrente de algumas características intrínsecas: (i) o acesso à energia elétrica é considerado um direito fundamental a toda sociedade; (ii) a energia

²³ Os serviços ancilares podem ser definidos como uma variedade de serviços necessários para equilibrar a oferta de energia com a demanda, em todas as escalas de tempo, mantendo a tensão e a frequência dentro de limites seguros. Alguns exemplos: auto-restabelecimento, controle de frequência, suporte reativo, reserva de potência operativa (RPO), etc. Tais serviços são necessários para manter a estabilidade, eficiência e segurança à rede elétrica.

elétrica não pode ser armazenada em larga escala; (iii) a oferta e demanda devem ser atendidas em tempo real, porém existe uma elevada variabilidade da demanda ao longo do ano e do dia.

Além disso, o sistema elétrico deve estar preparado para funcionar adequadamente mesmo diante de situações atípicas, como um verão com temperaturas acima do histórico ou um inverno com temperaturas abaixo do esperado, sendo necessário investimentos em capacidade de geração para atendimento desses picos de demanda.

Isso implica que uma parcela da capacidade de geração será despachada por apenas uma pequena fração de tempo durante um ano típico, permanecendo como reserva de energia para atender contingências de baixa probabilidade e alta demanda.

Nesses períodos específicos, o preço da energia e dos serviços ancilares prestados deveriam ser suficientemente altos para garantir a remuneração dos investimentos e cobertura das despesas desses agentes, além de gerar um valor extra que justifique o investimento realizado e induza, caso necessário, a construção de novas plantas para garantir os requisitos de confiabilidade e segurança impostos pelo operador do sistema. Ocorre que, nessas situações adversas de escassez de energia, frequentemente o Regulador estabelece um preço-teto a ser praticado, limitando a remuneração dos agentes de geração [13].

Tal limitação decorre da inelasticidade intrínseca entre oferta e demanda de energia elétrica, mas também do fato que a maioria dos consumidores não possui acesso à sinalização do valor da energia em tempo real, colocando-os em situação de vulnerabilidade: caso o preço fosse estabelecido livremente, os agentes de geração poderiam manipulá-lo como bem desejassem, sem que os consumidores tenham ciência do valor e nem mecanismos de proteção.

Cabe aos reguladores a definição de um preço-teto adequado, de maneira a preservar os consumidores e remunerar os agentes de geração. Idealmente, o preço-teto deve refletir o custo do *déficit* de energia, valor que se pode atribuir à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica.

Com o excesso de regulamentação, caso o preço teto seja estabelecido em situações de déficit de energia ou a remuneração pelos serviços ancilares não forem corretamente calibrados, observa-se uma situação de “dinheiro faltante” (ou “*missing money*”), onde os agentes não são remunerados de maneira adequada pelo serviço prestados e não recuperam, muitas vezes, seus custos de operação. Esse comportamento afasta investimentos privados pela ausência de um fluxo de receitas adequado, consistente e previsível [14] [15].

Importante mencionar que, embora o estabelecimento de um teto na remuneração dos geradores seja um fator relevante que contribui para a situação do “dinheiro faltante”, existem outros fatores associados.

A formação de preços atacadistas, por exemplo, deve acompanhar, de maneira célere, a realidade operativa. A premissa do setor deveria ser baseada no fornecimento confiável de energia elétrica ao menor custo. Ou seja, os reguladores ou os operadores do sistema podem implementar mecanismos que, artificialmente, mantenham os preços em valores mais baixos por mais tempo, sendo que o ideal seria uma resposta rápida, que reflita a situação real entre despacho e demanda, com um aumento de preços gradual e consistente [16].

Nesse contexto de incertezas com relação à remuneração as usinas térmicas e necessidade crescente de garantir segurança e confiabilidade, uma possibilidade consiste na configuração de um mercado de capacidade para a contratação centralizada de potência.

De acordo com um estudo do FERC, com foco no mercado da PJM, no qual existe um mercado de capacidade robusto, com possibilidade de participação de todas as fontes, observa-se, conforme apresentado na Figura 11, a importância do mercado de capacidade e de serviços ancilares para viabilizar investimentos em usinas de ciclo combinado, uma vez que esses dois itens correspondem à 55% da remuneração de uma planta – em comparação com 20% para uma usina solar.

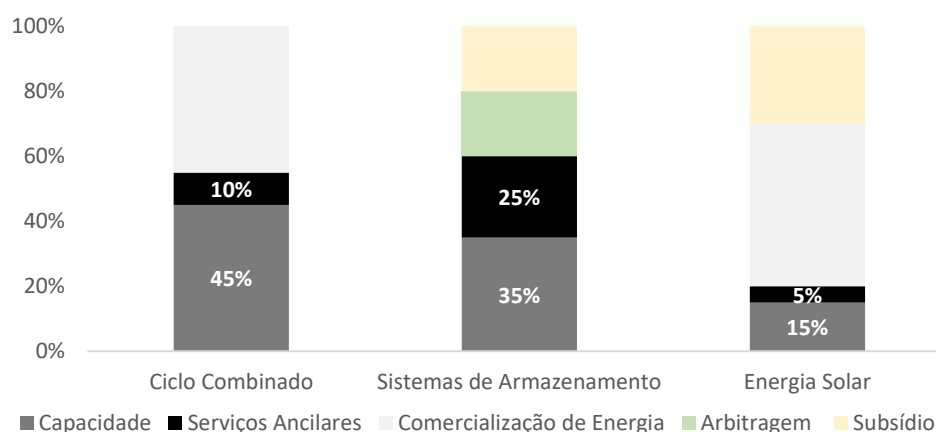


Figura 11 – Remuneração de diferentes fontes de fornecimento de energia com base no ano de 2021.

Fonte: FERC.

Ou seja, a depender de como a regulamentação, os respectivos incentivos e subsídios são implementados, determinadas fontes de geração podem ser beneficiadas em detrimento de outras, representando uma parcela mais preponderante que o próprio viés econômico.

3.5.2 Mitigação às mudanças climáticas e impacto na matriz elétrica

O Acordo de Paris é um compromisso mundial sobre as alterações climáticas e prevê metas para a redução da emissão de gases do efeito estufa a fim de limitar o aumento do aquecimento global em 1,5°C em relação à era pré industrial.

Este Acordo foi discutido entre 195 países durante a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP21) em Paris. O compromisso internacional foi aprovado em 12 de dezembro de 2015 e entrou em vigor oficialmente no dia 4 de novembro de 2016.

Em dezembro de 2019, a UE lançou o Pacto Verde Europeu (“*Green Deal*”) uma nova agenda a fim de reforçar e ampliar as metas do Acordo de Paris, tendo como pontos centrais a redução de 55% das emissões dos gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990 até 2030 e a “neutralidade climática” até 2050.

Dois anos depois, em 2021, foi divulgado o plano Objetivo 55²⁴ (“*Fit-for-55*”) que se referia a um conjunto de propostas destinadas a assegurar que as políticas internas de cada país estivessem em consonância com os objetivos climáticos acordados pelo Conselho e pelo Parlamento Europeu.

Como metas principais do plano, além de reforçar o compromisso de redução de 55% das emissões de gases de efeito estufa até 2030, destaca-se o objetivo de garantir que a matriz energética do bloco seja composta, pelo menos, de 40% de fontes renováveis até 2030.

Tanto o Pacto Verde Europeu quanto o Objetivo 55 eram compostos por metas agressivas em prol da mitigação das mudanças climáticas.

Além dos incentivos para expansão das fontes renováveis, existiam também planos para descomissionamento de termoelétricas a carvão (“*coal phase-out*”), sendo que a primeira medida implementada em prol da meta de descarbonização foi a proibição de construção de novas usinas a carvão. Em meio a inúmeros protestos de ambientalistas e da população europeia, a última usina entrou em operação na Alemanha em maio de 2020.

A segunda medida implementada foi o estabelecimento efetivo de prazos para o descomissionamento de todas as usinas a carvão em operação. Conforme observado na Figura 12, enquanto países como Suécia e França estabeleceram metas já em 2021, o programa de descomissionamento europeu seria finalizado somente em 2038, na Alemanha.

Importante considerar que, diferentemente dos demais países, a Alemanha está implementando um mecanismo competitivo para tentar antecipar o descomissionamento das usinas a carvão através da promoção de leilões de energia.

A participação é opcional, mas realizada mediante autorização prévia do operador de rede (Agência Federal de Rede de Transporte de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Correios e Ferrovias - BNetzA).

²⁴ <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> - acessado em 26 de março de 2023.

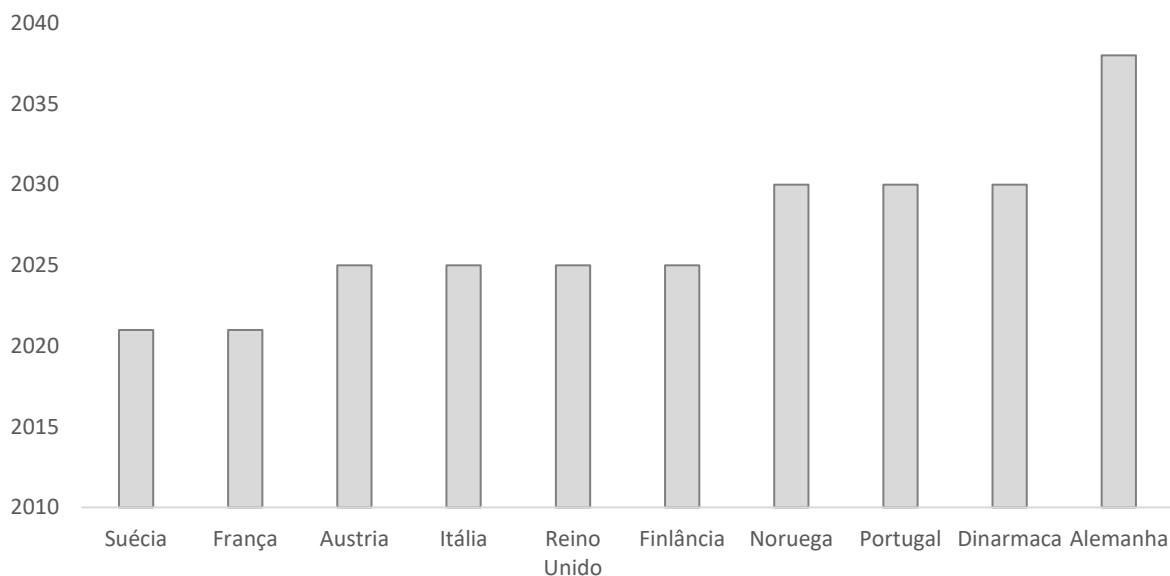


Figura 12 – Plano de descomissionamento de usinas termoelétricas a carvão (em anos) na Europa.

Fonte: Comissão Europeia.

A proposta consiste em determinar um montante máximo a ser descomissionado e um valor-teto a ser pago a título de indenização (em €/kW) para antecipação do encerramento dos contratos. O mecanismo é competitivo e os interessados ofertam valores inferiores ao valor teto, ao limite do volume ofertado.

Ainda que a questão econômica seja avaliada, o critério para definição do *bid* vencedor engloba, além do valor do lance em si, a localidade da usina e o potencial de redução de CO₂ – favorecendo, assim, usinas que tenham quantidades relativamente grandes de CO₂ por unidade de capacidade instalada.

Além disso, os agentes recebem o valor da oferta – ou seja, o leilão é baseado no mecanismo “*pay-as-bid*” – sendo assim, a depender da estratégia definida, os agentes podem ter ganhos acima do esperado com o descomissionamento.

Conforme apresentado na Tabela 1 a seguir, desde o início do estabelecimento do mecanismo de desconstrução, já foi divulgado o cronograma dos leilões, com os anos que seriam realizados, o volume a ser desconstruído e o valor-teto proposto, trazendo transparência e previsibilidade aos trâmites. Nesse sentido, é interessante observar que os primeiros leilões possuíam um valor-teto mais alto, justamente para incentivar, no curto prazo, a participação dos agentes.

Tabela 1 – Cronograma dos leilões de descomissionamento das usinas termoelétricas a carvão na Alemanha de 2021 a 2026.

Leilão	Valor-teto (€/MW)	Volume (MW)	Ano do Descomissionamento
1ª Rodada (2021)	165.000	4.000	2021
2ª Rodada (2021)	155.000	1.500	2021
3ª Rodada (2021)	155.000	2.480	2022
4ª Rodada (2021)	116.000	433	2023
5ª Rodada (2022)	107.000	1.222	2024
6ª Rodada (2022)	98.000	TBD	2025
7ª Rodada (2023)	89.000	TBD	2026

Fonte: [17].

O primeiro leilão ocorreu em setembro de 2020 com a expectativa de descomissionar 4.000 MW de capacidade instalada. Após análise técnica dos lances, o resultado saiu em dezembro de 2020 e foi considerado exitoso, com a desconstrução de 11 usinas, em volume de 4.800 MW, com lances variando entre € 6.047/MW e € 150.000/MW.

O segundo leilão possibilitou a desconstrução de 03 usinas, em um volume de 1.560 MW, com lances indo até € 59.000/MW, sendo que o terceiro leilão desconstruiu 11 usinas, em um volume total de 2.130 MW, mas nesse trâmite todos os lances no preço-teto e, por fim, o quarto leilão possibilitou a desconstrução de 3 usinas, em um volume total de 530 MW, com lances entre € 75.000/MW e € 116.000/MW.

Na realidade, todo o programa de descomissionamento das usinas termoelétricas a carvão na União Europeia era baseado na transição energética a partir do gás natural, combustível fóssil menos poluente. Ocorre que as perturbações do mercado mundial da energia, suscitadas pela Guerra da Ucrânia, evidenciaram que a União Europeia deveria implementar mecanismos para garantir, assim que possível, a independência de combustíveis fósseis de origem russa. Tal diretriz impactou diretamente o mercado de gás natural uma vez que a Rússia é o principal supridor desse insumo para o bloco.

Assim, em 2022, a Comissão Europeia apresentou o plano “REPowerEU” que consiste em três iniciativas principais:

- (i) no curto prazo, buscar fontes alternativas para suprimento de gás natural, petróleo e carvão com outros parceiros internacionais e no médio prazo incentivar a produção de hidrogênio;
- (ii) estabelecer campanhas sobre a importância de economizar energia e incentivar investimentos em eficiência energética;
- (iii) acelerar, ainda mais, a transição energética rumo às energias renováveis.

Nesse último quesito, a proposta consiste em elevar a capacidade total de geração de energia a partir de fontes renováveis para, aproximadamente, 1.100 GW até 2030. Conforme a Figura 13, a geração eólica alcançaria 510 GW até 2030 e solar 592 GW – importante mencionar que isso considera a geração solar centralizada, mas também com incentivos elevados para a geração descentralizada. Por exemplo, o pacote inclui uma obrigação legal de instalação gradual de painéis solares em edifícios públicos e comerciais e para novos edifícios residenciais.

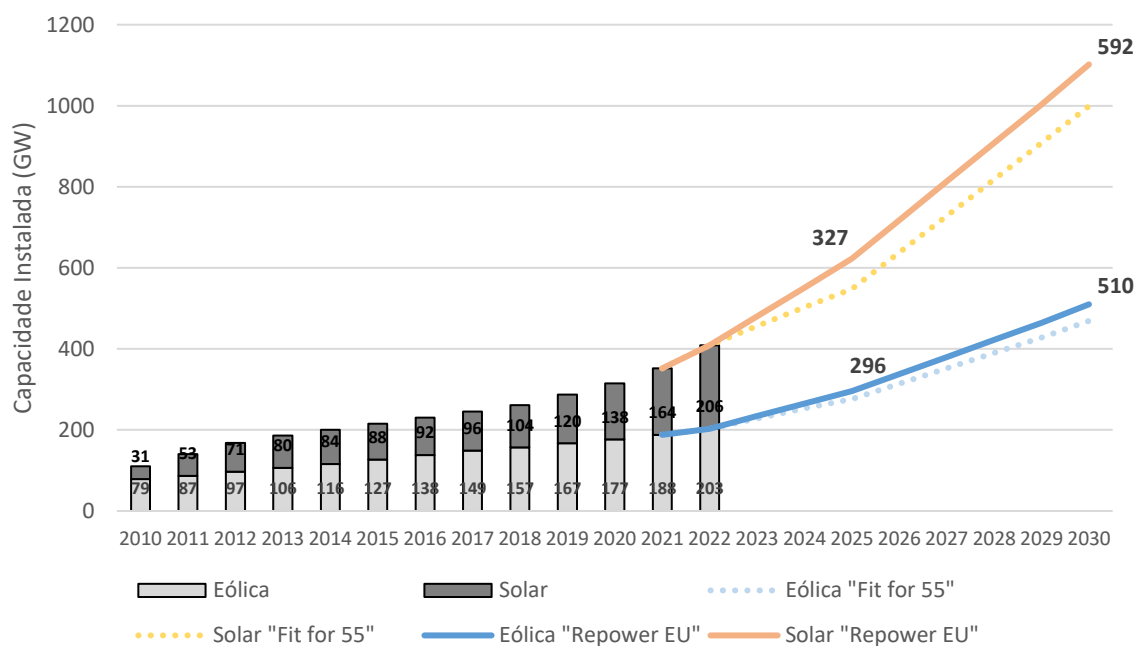


Figura 13 – Metas de expansão de usinas de fonte solar e eólica até 2030.

Fonte: REpowerEU [18].

Indo além, em 2022, a presidente da Comissão Europeia, Ursula von der Leyen, em seu discurso anual proferido no parlamento europeu, enfatizou a necessidade de uma nova reforma regulatória no setor de gás natural e de energia elétrica²⁵:

“A atual conceção do mercado da eletricidade — com base na ordem de mérito — já não protege os consumidores.

São eles que devem colher os benefícios das energias renováveis de baixo custo.

Temos, pois, de dissociar a influência dominante do gás do preço da eletricidade. Para tal, vamos proceder a uma reforma profunda e exaustiva do mercado da eletricidade.”

Como pilares dessa reforma, destacam-se as propostas em prol da estabilidade dos preços através de incentivos para contratos de longo-prazo (em inglês *Power Purchase Agreements – PPAs*) e contratos por diferenças (em inglês *Contracts-for-Difference – CfDs*).

²⁵ Discurso completo: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/speech_22_5493, acessado em 09 de setembro de 2023.

Os PPAs são contratos privados de longo prazo, firmados entre os agentes de geração e de consumo, mediante termos bilateralmente acordados como montante de energia, preço, penalidades, prazo de suprimento etc. Estes acordos proporcionam aos geradores estabilidade de receitas ao mesmo tempo que protegem os consumidores da volatilidade dos preços.

Ocorre que, baseada na estrutura de mercado atual, na maioria dos casos, apenas consumidores industriais de grande porte conseguem ter acesso a esse tipo de contratação. Assim, a reforma proposta estimula os Estados Membros a assegurar que instrumentos financeiros, incluindo mecanismos para garantia de crédito, estejam disponíveis a consumidores industriais de menor porte, mitigando eventual percepção de risco de *default* por parte dos geradores, facilitando assim a celebração desses contratos.

Com relação aos CfDs, a proposta consiste em incentivar a celebração de contratos entre os agentes de geração e uma contraparte estatal, por um período de até 15 anos, no qual os signatários negociam um intervalo dentro do qual os preços da eletricidade podem flutuar livremente.

O esquema funciona da seguinte maneira: caso o preço de mercado esteja em patamar abaixo do mínimo, o Estado é obrigado a compensar o gerador, remunerando-o desta diferença e mitigando suas perdas comerciais. Por outro lado, caso o preço de mercado ultrapasse o patamar máximo, o Estado tem o direito de capturar esse excedente financeiro, alocando-o em prol da modicidade tarifária. Ou seja, essas propostas atuam em duas frentes principais: além de garantir o financiamento de projetos renováveis, mitigam os riscos de um aumento de preços acelerado para os consumidores finais.

Por fim, a União Europeia lançou também o “*Net Zero Industry Act*”, um pacote legislativo que visa o desenvolvimento de uma indústria europeia de equipamentos e tecnologias para reduzir a dependência econômica do bloco a um grupo restrito de países na produção de equipamentos que são fundamentais para o desenvolvimento das energias renováveis.

Atualmente, a Europa é um “importador líquido” de equipamentos utilizados no mercado de energia renovável, com cerca de um quarto dos carros elétricos e das baterias, e quase todos os módulos solares fotovoltaicos e células de combustível importados principalmente da China.

A Comissão aponta objetivos concretos na produção de bens intermediários “verdes”: 40% dos bens necessários para atingir os objetivos do Pacto Verde Europeu e “Repower EU” devem ser fabricados na Europa, isso inclui capacidade de produzir 40% dos painéis solares, 85% das turbinas eólicas, 85% das baterias e 50% dos eletrolisadores.

Para atingir estes objetivos, o plano propõe a criação de áreas especiais chamadas de “*Net Zero Valleys*” para a construção de fábricas que desenvolvam essas tecnologias.

Esses projetos devem ser financiados por fundos europeus, mas também envolvendo o setor privado. Segundo estimativas iniciais, as necessidades totais de investimento devem atingir € 92 bilhões de euros no período 2023-2030.

Diante desse contexto, evidencia-se como as políticas públicas, os incentivos e os subsídios em prol das energias renováveis culminam em descolocar e, até mesmo, forçar o descomissionamento de outras usinas que, caso o mercado fosse baseado em regras concorrenciais ainda estariam operando.

Por fim, importante reforçar que políticas públicas de descomissionamento de usinas termoeletricas que utilizam combustíveis fósseis e o incentivo às usinas renováveis são definidas e implementadas considerando o bloco europeu, no qual os países são conectados e interligados por uma malha capilarizada de linhas de transmissão.

Assim, a gestão do portfólio de geração se dá em um contexto mais amplo, no qual alguns países garantem a devida estabilidade elétrica e energética em momentos de eventual baixa geração renovável, como é o caso da França, onde cerca de 60% da geração é oriunda de usinas nucleares.

3.5.3 Impactos da percepção pública na expansão da geração nuclear

Para mitigar o impacto das mudanças climáticas e garantir o cumprimento das metas de emissão de gases de efeito estufa para a transição rumo a uma economia de baixo carbono, poderiam ser realizados investimentos na geração nuclear, já que se trata de uma opção menos poluente que a geração fóssil e possui suprimento estável e firme.

Por outro lado, desde março de 2011, após o acidente do Complexo de Energia Nuclear de Fukushima Daiichi no Japão, diversos países iniciaram programas de descomissionamento de suas usinas nucleares.

Conforme observado na Figura 14, após 2011, observou-se uma diminuição na capacidade instalada e na geração de energia elétrica pela fonte nuclear, com gradativa recuperação nos anos seguintes. Ao final de 2021, existiam 33 países com usinas nucleares em operação, em um total de 422 reatores e capacidade instalada de, aproximadamente, 375 GW.

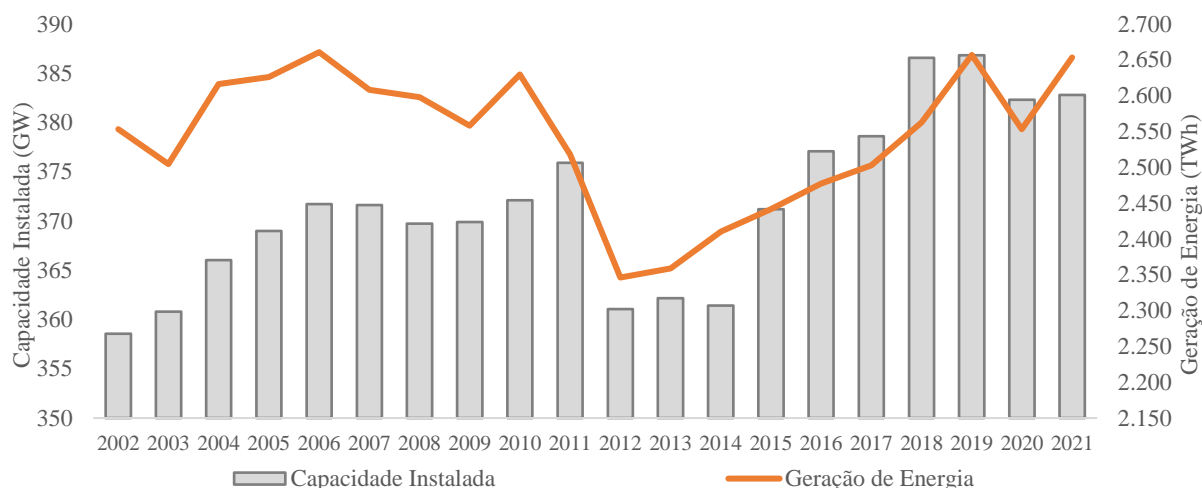


Figura 14 – Evolução da capacidade instalada e geração de energia de usinas nucleares de 2002 a 2021.

Fonte: Power Reactor Information System (PRIS)²⁶.

Por outro lado, as perspectivas de investimento no longo prazo para a geração nuclear não são promissoras. Do total de 33 países, 18 não possuem nenhum reator em construção e 08 possuem políticas de descomissionamento de suas usinas ou determinações que impedem investimentos na fonte nuclear.

Além disso, ainda que existam 53 novos reatores em construção, a maioria dos projetos está com cronograma atrasado, não existindo previsão de entrada em operação de novos reatores no curto prazo – na realidade, a maioria dos projetos está em desenvolvimento, na média, há 6,8 anos, porém existem 06 casos há mais de 10 anos [19].

Após Fukushima, a percepção da sociedade sobre os riscos e benefícios da fonte nuclear impôs um viés cognitivo a temas de cunho técnico-regulatório, que deveriam ser estruturados e discutidos com base na racionalidade e na neutralidade.

Por exemplo, a Austrália detém cerca de 40% das reservas economicamente exploráveis de urânio no mundo, mas não investe na geração de energia a partir da fonte nuclear.

Em 2010 foi realizada uma pesquisa para investigar a percepção da população em relação à energia nuclear quando comparada a outras fontes termoelétricas, como carvão que é base da matriz elétrica australiana. Naquela ocasião, a pesquisa mostrou que a maioria dos entrevistados (cerca de 42%) estava disposta a apoiar investimento em energia nuclear em prol do combate às mudanças climáticas.

²⁶ <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx> - acessado em 25 de março de 2023.

Em 2012, a pesquisa foi reaplicada e os resultados mostraram que a maioria dos entrevistados (cerca de 40%) já não estava mais disposta a aceitar a energia nuclear como uma opção para ajudar a combater as mudanças climáticas, mesmo considerando uma opção mais limpa e eficiente do que o carvão.

O acidente de Fukushima também contribuiu para acelerar o descomissionamento das usinas nucleares na Europa. Na Alemanha, a operação de todos os reatores deveria ter sido encerrada ao final de 2022, porém, devido aos impactos da guerra da Ucrânia e falta de gás natural, o encerramento ocorreu somente em abril de 2023.

Programas semelhantes de descomissionamento também são observados em países como Itália, Bélgica e Suíça. Ou seja, mesmo que a geração nuclear seja uma opção mais vantajosa do ponto de vista ambiental para fornecimento de segurança energética quando comparada com a geração fóssil, a percepção pública se torna um obstáculo ao seu desenvolvimento.

Nesse sentido, a percepção de risco de potencial ocorrência de catástrofes no curto prazo impacta na regulamentação e na definição de políticas públicas, incentivando e incentivando o desenvolvimento de para descomissionamento de usinas que estavam em operação e eram economicamente viáveis.

Capítulo IV

Oportunidades na Abertura do Mercado Livre

Para que o mercado livre se expanda é necessário estruturar de forma criteriosa, um conjunto de ações para que as opções dos clientes de adquirir energia no ambiente livre, promovam resultados positivos em toda a cadeia do Setor Elétrico, incluindo ganhos de produtividade a diferentes agentes.

Para entender esta lógica de ganho sistêmico, pode-se avaliar, por exemplo, a Figura 15, em que é apresentada uma curva de carga horária do SIN, no dia 30 de janeiro de 2019, data do registro da carga máxima histórica do sistema elétrico brasileiro.

Como pode ser observado, entre o pico da carga, às 15hs, e a carga mínima, às 4hs, existe uma relação da ordem de 33%.

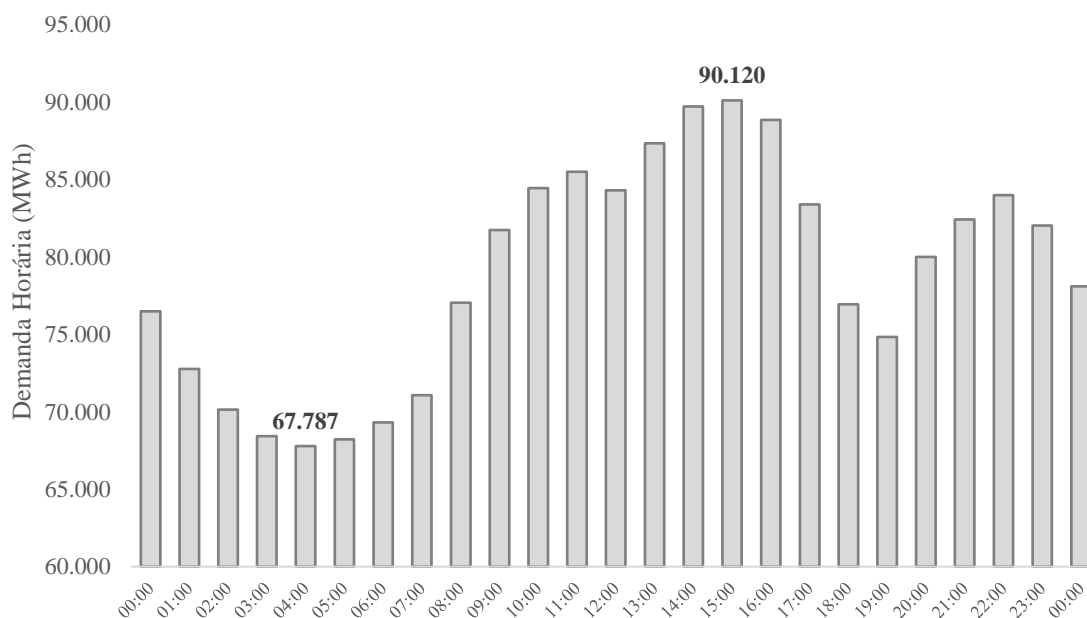


Figura 15 – Curva da demanda horária em 30 de janeiro de 2019.

Fonte: ONS.

A concentração de consumo em algumas horas do dia não é positiva, pois todo o sistema elétrico deve ser dimensionado para suportar o pico de consumo, demandando elevados investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia, mas, na maior parte do tempo, o sistema permanece ocioso.

Na verdade, a estratégia para atender a carga no Brasil ainda é baseada na expansão centralizada da geração. Porém, o cenário atual configura-se por um período de transição, entre o modelo vigente – fluxo unidirecional da energia, com geração robusta e centralizada, predominantemente afastada dos principais centros de carga, demandando extensas linhas de transmissão e distribuição para atendimento aos clientes finais – para o modelo descentralizado – geração e carga em locais mais próximos e aumento da participação das energias renováveis na matriz elétrica.

Com o aumento da intermitência, da complexidade do despacho e do fluxo bidirecional de energia, com os clientes atuando ora como agentes de consumo ora como agentes de geração, serão necessários investimentos em formas avançadas de monitoramento, controle e proteção, assim como novos modelos de comercialização de energia.

Flexibilidade será um atributo cada vez mais valorizado no setor elétrico e as diferenças de consumo ao longo do dia serão suavizadas. Tudo isso ocorrerá à medida que o modelo baseado no “*Customer Centricity*” for se consolidando. Esse período de transição, de um consumidor “passivo”, que apenas utiliza a energia da rede de distribuição, para um agente “ativo” no sistema elétrico dependerá de três fatores principais:

- (i) Expansão de consumidores com capacidade de gerar uma parte ou mesmo a totalidade de seu consumo. Nesse contexto, como a principal tecnologia refere-se à geração solar descentralizada, os consumidores também passam a ter um papel ativo na mitigação dos efeitos da crise climática e na emissão de gases de efeito estufa;
- (ii) Gestão ativa de geração *vs* consumo através de investimentos em medição inteligente e na possibilidade de tomada de decisão entre gerar ou consumir energia mediante correta sinalização de preços; e
- (iii) Capacidade de armazenamento, ajudando a equilibrar as flutuações da rede e aumentando a parcela de eletricidade autogerada.

Nesse contexto, será observada a expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter solutions*) [20]. Trata-se de um conceito amplo que inclui, conforme ilustrado na Figura 16:

- (i) geração distribuída através, principalmente, da instalação de placas solares em telhados (*rooftop solar*);
- (ii) expansão de veículos elétricos e estações de recarga, com otimização do carregamento de acordo com o preço da energia e disponibilidade de geração renovável;
- (iii) armazenamento de energia para períodos de excesso de geração ou em momentos de preços mais baixos;
- (iv) resposta da demanda com a correta sinalização dos preços aos consumidores, possibilitando uma gestão ativa do consumo;
- (v) eficiência energética com incentivos para escolha de equipamentos com baixo consumo de energia e racionalização no uso da energia.

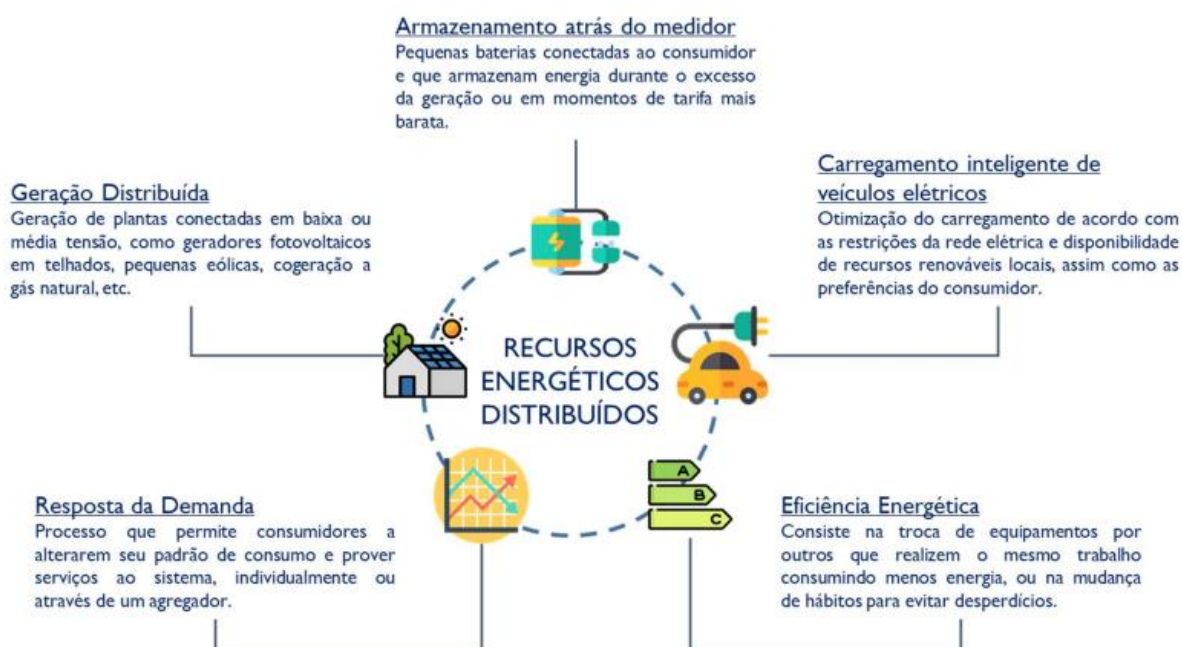


Figura 16 – Recursos Energéticos Distribuídos.

Fonte: EPE, adaptado de IRENA [20].

A expansão do mercado livre vai incentivar um papel mais ativo do consumidor e potencializar a incorporação dos REDs ao acelerar a renovação dos sistemas de medição, estruturação de novas modalidades tarifárias e correta sinalização de preços.

Dependendo da forma como a tarifa for construída e da forma como os preços da energia forem oferecidos ao consumidor, mudanças de hábito ocorrerão, alterando o perfil de consumo, o volume de energia consumida e a demandada.

Como esses são insumos do planejamento, que por sua vez alimenta toda a cadeia de valor (operação, rede, regulação, mercado etc.), os hábitos do consumidor influenciarão de forma contundente todo o funcionamento do Setor Elétrico.

Por exemplo, usinas com custos de operação mais elevados, como as termoeletricas, tenderão a ser menos despachadas, em função da resposta dos consumidores às oscilações de preços, contribuindo para o meio ambiente.

Essas alterações, que já vinham sendo observadas, foram intensificadas com a pandemia da COVID-19, que mudou alguns hábitos e padrões de consumo. As medidas de confinamento destacaram o papel crucial das tecnologias digitais na vida das pessoas e evidenciaram como a redução da atividade econômica impactou positivamente o meio ambiente, incitando uma série de discussões sobre o tema. Ou seja, a expansão do mercado livre e o empoderamento dos consumidores contribuirão para a valorização do meio ambiente, sendo fatores indutores do crescimento da energia solar e eólica, seja centralizada ou descentralizada, e de sistemas inteligentes para monitoramento e gestão de energia.

A seguir, serão abordadas em mais detalhes, com embasamento em mercados internacionais, as principais oportunidades com a abertura do mercado livre:

- (i) Estruturação de novas modalidades tarifárias e análise de caso dos impactos de investimentos em inovação para o surgimento de diferentes tipos de consumidores;
- (ii) Agregação de carga e as usinas virtuais, com a análise de caso da empresa alemã Next-Kraftwerke (NK);
- (iii) Mercados *Peer-to-Peer* (P2P) e Comunidades de Energia, com análise de caso de comunidades nos Estados Unidos e na Holanda.

4.1 Estruturação de Novas Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo e à demanda de energia elétrica. A definição da estrutura tarifária de energia elétrica a ser praticada em um mercado deve ser analisada como um processo decisório amplo, considerando questões como a factibilidade de implementação e suas consequências em termos econômicos, sociais e ambientais. A depender da modalidade definida e dos valores oferecidos, existirá um impacto na quantidade e perfil de consumo, além do tipo de fonte consumida (renovável ou convencional).

Existem dois grupos principais de modalidades tarifárias, conforme a Figura 17:

- (i) tarifação com preço fixo, sem variação de valores ao longo do dia e nem durante o período de contratação. Nessa modalidade, não há sinalização de preços ao consumidor. Ou seja, a variação do preço spot (linha azul – preços spot) não tem conexão com os preços pagos pelo consumidor (linha roxa – preços flat); e
- (ii) tarifação dinâmica com o estabelecimento de preços em diferentes períodos ou a cada hora. Nessa modalidade, há a sinalização de preços ao consumidor que pode ser mais ou menos intensificada de acordo com a tarifação escolhida. Ou seja, a variação do preço spot (linha azul – preços spot) tem conexão com os preços estabelecidos ao consumidor (linhas: verde, vermelha ou amarela).

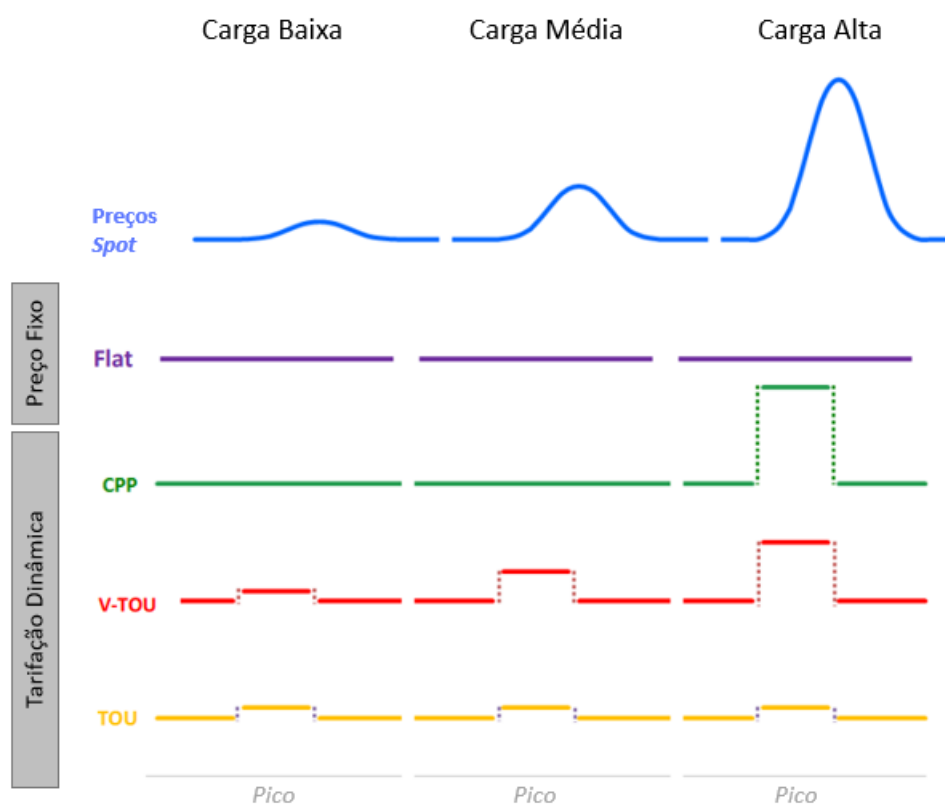


Figura 17 – Diferentes modalidades de estrutura tarifária.

Fonte: Universidade de Berkeley - adaptado [21].

A modalidade mais comum, a tarifação com preço fixo, refere-se ao pagamento de um valor fixo pelo volume de energia consumida, denominada de tarifa volumétrica: o volume de energia consumida no mês é medido em kWh e então multiplicado por uma tarifa estabelecida para todos os horários.

Como esse valor é, geralmente, definido com antecedência (por exemplo, alguns meses a um ano) da ocorrência do consumo e não existe qualquer sinalização da variação real dos preços da energia elétrica, o consumidor não consegue se conectar ao cenário energético vigente.

Nesse contexto, a redução do valor de uma conta de energia elétrica está sempre associada a uma redução do consumo. Ou seja, não são oferecidas alternativas para que mudanças de hábitos possam resultar em um valor menor da conta de energia. Não há como incentivar ganhos sistêmicos com ajustes no consumo vs geração e nem mitigação da ociosidade da matriz.

Por exemplo, nessa modalidade tarifária, os consumidores podem optar pelo carregamento de um veículo elétrico em qualquer momento do dia, seja no meio da tarde ou na madrugada, sem reflexos ao consumidor sobre diferenças de preços no atacado entre patamares de carga, ou ainda potenciais momentos críticos do sistema.

Já na modalidade de tarifação dinâmica, os consumidores passam a vivenciar a variação de preços ao longo de períodos pré-estabelecidos. De acordo com o Informe Técnico da EPE, “Experiência Internacional com Tarifas Dinâmicas de Eletricidade”, os principais tipos de tarifação dinâmica são [22]:

- (i) Tarifa pelo tempo de uso (*Time of Use – TOU ou Variable TOU - VTOU*): divisão do dia em um período único (TOU) ou em diferentes períodos (VTOU) de tempo com variação do valor do preço da energia nesses momentos pré-determinados;
- (ii) Tarifa de Preço de Demanda Crítica (*Critical Peak Pricing – CPP*): pagamento de preços consideravelmente mais altos durante períodos em que o sistema está severamente estressado;
- (iii) Similar ao CPP, existe a Tarifa com Desconto na Demanda Crítica (*Peak Time Rebate – PTR*) que, ao invés de cobrar uma tarifa mais elevada durante os eventos críticos, os participantes são incentivados a reduzir seu consumo, em relação a uma linha base, sendo oferecido um prêmio na diminuição do consumo em determinadas horas;
- (iv) Tarifa em tempo real (*Real-Time Pricing – RTP*): pagamento de uma tarifa com valor mais próximo ao preço *spot*, retratando os custos reais de geração e transmissão em cada hora. Os consumidores são informados sobre os preços de energia por hora com um dia de antecedência ou até uma hora de antecedência.

Existem três barreiras principais para a implementação da tarifação dinâmica [23].

A primeira refere-se à própria infraestrutura de medição, uma vez que se faz necessária a instalação de medidores inteligentes para ser possível a sinalização dos preços. A segunda refere-se à maturidade do mercado atacadista e a variação de preços do mercado *spot* ao longo do dia, uma vez que a oscilação do mercado atacadista, impacta o mercado varejista que reflete ao consumidor final. Assim, a formação de preços críveis é fundamental.

Por fim, a terceira barreira refere-se ao perfil e maturidade do consumidor final com relação às regras do setor, uma vez que a complexidade e maior assunção de riscos são características presentes na tarifação dinâmica.

Assim, mesmo em mercados maduros e com alta penetração de medidores inteligentes como, por exemplo, nos Estados Unidos, de acordo com um estudo da Universidade de Berkeley, a opção pela tarifação dinâmica ainda é limitada, primordialmente em decorrência do aumento da complexidade no entendimento sobre os diferentes tipos de tarifas e da aversão em assumir riscos de variação abruptas de preços no mercado *spot* pelos consumidores.

Em 2020, nos Estados Unidos, aproximadamente 12 milhões de consumidores optaram pela tarifação dinâmica [24] - isso representa, apenas, 9,5% do total de consumidores do segmento comercial e 5,9% do segmento residencial [21].

Por outro lado, a tendência é que a opção pela tarifação dinâmica aumente. Existem hoje diversas empresas, tanto nos Estados Unidos quanto na Europa, que oferecem diversos tipos de tarifas para seus consumidores como, por exemplo:

- Planos 100% renováveis: garantia de fornecimento de geração solar ou eólica;
- Planos Veículos Elétricos: Preços mais baixos durante a madrugada para incentivar o carregamento de veículos;
- Tarifa dinâmica, com variação ao longo do dia, incluindo ou não proteção adicional em casos de elevação abrupta no mercado *spot*, estabelecendo um preço-teto pelos próprios comercializadores varejistas (“*price-cap protection*”).

A seguir, apresenta-se como essas tendências influenciam no surgimento de diferentes tipos os consumidores.

4.1.1 Análise de Caso: Investimentos em inovação e o surgimento de diferentes arquétipos de consumidores

A depender de investimentos em sistemas de armazenamento, infraestrutura de medição, modalidade tarifária e sistema de gestão, diferentes tipos de arquétipos de consumidores podem ser configurados [25].

Os “Prossumidores” geralmente se referem a agentes que eram tradicionalmente apenas consumidores de energia elétrica e que agora também produzem sua energia devido aos investimentos em geração solar descentralizada. A combinação da palavra “produção” com “consumidor” é a base para o termo “prossumidor” (“*prossumers*”).

A energia gerada por esses agentes pode ser consumida no mesmo local de geração (geração distribuída *in loco*) ou em locais diferentes, utilizando as redes de transmissão e distribuição (geração distribuída remota).

Destaca-se que quando se inclui investimentos em sistema de gerenciamento da demanda, esses consumidores passam a oferecer também flexibilidade ao sistema, sendo denominados de “prossumidores flexíveis” (“*flexible prossumers*”).

Por outro lado, existem consumidores que optam por investir em sistemas de armazenamento de energia ao invés de geração e são denominados de “*consumager*”. Estes também podem ou não estar associados à sistemas de gerenciamento da demanda (“*flexible consumager*”). Principais exemplos são aqueles que investem em baterias e os proprietários de veículos elétricos que, dependendo do momento que escolhem carregar seus veículos, podem oferecer flexibilidade ao sistema elétrico.

Por fim, existem aqueles que investem tanto em sistema de geração quanto armazenamento que são denominados de “*prosumager*”.

A Comissão Europeia atualmente define “*prosumagers*” como um cliente, ou um grupo de clientes que atuam em conjunto por meio de agregadores, que consomem, armazenam ou comercializam energia elétrica gerada em suas instalações. Participam ativamente do setor elétrico através de programas de resposta da demanda (DR) ou esquemas de eficiência energética, porém essas atividades não constituem sua principal atividade comercial ou profissional [26].

Mesmo em mercado maduros, ainda são necessárias políticas públicas para incentivar uma participação mais ativa do consumidor no setor elétrico. Além de uma regulamentação que favoreça os prossumidores, se faz necessária a implementação de políticas de educação e de informação, instrumentos de gestão e planejamento, mecanismos para formação de preços críveis e investimentos em tecnologia para possibilitar a correta sinalização, e em tempo real, do preço para os consumidores. Tais medidas são essenciais para potencializar o surgimento desses diferentes arquétipos de consumidores [27].

4.2 Agregação de Cargas e as Usinas Virtuais

O aumento da inserção da geração distribuída dificulta a gestão da energia e do uso da rede pelas distribuidoras, uma vez que, individualmente, essas instalações não são visíveis para o operador de sistema utilizar de forma eficiente como recursos para a operação.

Nesse cenário, surge a figura do agregador da carga e/ou da geração: entidade independente, que une pequenos e micro produtores de energia numa rede virtual de produção ou consumo de energia, criando um portfólio único.

O agregador gerencia tanto a geração como o consumo de energia remotamente, já que, com investimentos em medição inteligente, se torna possível a comunicação com uma unidade central de processamento para concentração de dados e despacho de comandos remotamente.

Do lado da gestão da geração, surge o conceito de usina virtual (*Virtual Power Plants - VPP*) para gerenciar a integração de pequenas unidades geradoras descentralizadas.

A obtenção de dados de cada sistema de geração, agregação em uma plataforma única, aliados a sistemas robustos de otimização de geração e consumo, permite que medidas proativas sejam realizadas de maneira remota, em fração de segundos, otimizando o sistema de distribuição como um todo.

Além disso, neste contexto de grande transformação, o modelo *Energy-as-a-Service* (EaaS) está se afirmando na indústria de energia. Os provedores de EaaS oferecem serviços personalizados, análise dados, identificação de padrões, soluções de otimização do consumo de energia etc.

Por possuírem um profundo conhecimento do setor energético, aliado a investimentos em tecnologia, alguns dos serviços oferecidos são: (i) consultoria de gestão, identificando melhores práticas para otimização do uso de energia; (ii) soluções de geração de energia através do financiamento e aluguel de equipamentos (painéis solares, baterias etc); (iii) automação e digitalização (medidores inteligentes, monitoramento de dados, identificação de padrões etc).

4.2.1 Análise de Caso: VPP na Europa e a empresa Next-Kraftwerke (NK)

Na Europa o conceito de Virtual Power Plant vem se fortalecendo com a expansão da geração distribuída. A empresa Next-Kraftwerke (NK) é responsável pela gestão da maior VPP da região, conectando diversas pequenas usinas de geração descentralizada, sistemas de armazenamento e agentes de consumo.

Adquirida pela Shell em agosto de 2021, a NK foi fundada em 2009 na Alemanha. Conforme Figura 18, atualmente realiza a gestão de mais de 15.346 unidades em um total de 12.294 MW – ou seja, a gestão remota de pequenas unidades de geração de, aproximadamente, 0,8 MW fornece energia, potência e flexibilidade ao sistema elétrico. Trata-se do “poder de muitos” como a própria empresa defende.

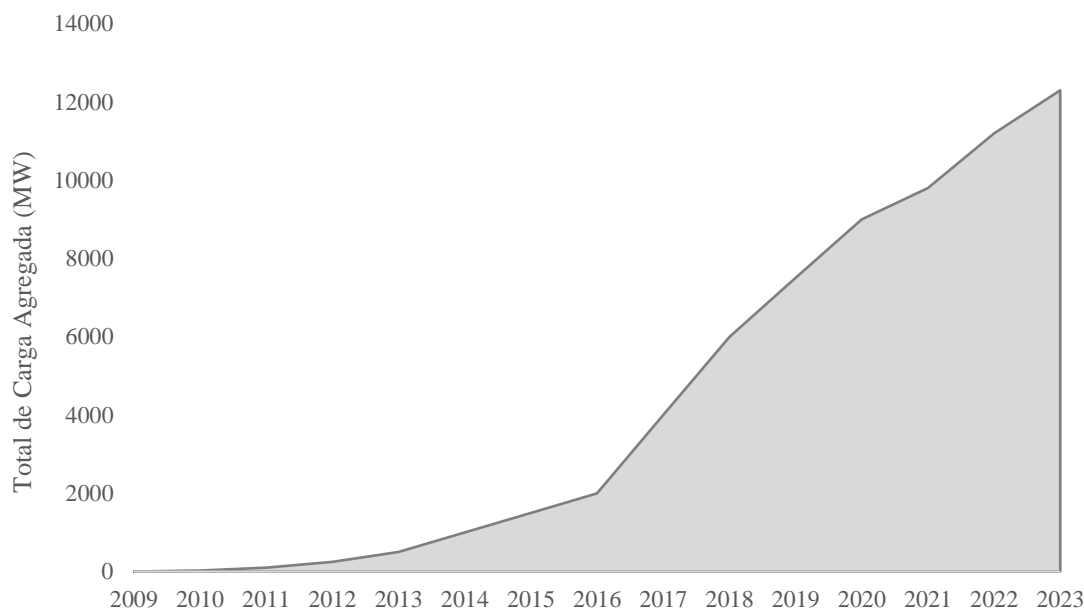


Figura 18 – Portfólio Next-Kraftwerke de 2009 a 2023.

Fonte: Next-Kraftwerke website.

A NK usa comunicação máquina a máquina (M2M) para transferir sinais, dados e comandos operacionais, conectando pontos de geração, armazenamento e consumo individuais, agregando cargas pequenas de residências, comércios e indústrias, com os sistemas de controle de distribuidoras ou transmissoras [28].

Através de uma plataforma com algoritmo próprio, a empresa consegue realizar previsão e otimização de cada ativo, possibilitando a participação de diversos pequenos consumidores nos mercados de comercialização de energia diários, intradiários e em tempo real da Europa - fato esse que individualmente não seria possível e se viabiliza apenas quando se agrega consumidores, desenvolvendo portfólios com cargas maiores.

Interessante observar que a NK se tornou um player importante no mercado de energia na Europa sem possuir nenhum ativo físico, mas decorrente do desenvolvimento de plataforma virtual robusta para comunicação, monitoramento e acionamento de diversos ativos. Neste contexto, se torna mandatório que os clientes realizem uma autorização prévia para a prestação desse serviço.

Para transmitir os dados e comandos com máxima segurança, a NK desenvolveu também um sistema próprio, que controla remotamente os ativos, transmitindo informações criptografadas, via GPRS.

O sistema atua com redundância e, caso um determinado ativo não responda a um comando, o algoritmo busca outro ativo para realizar a operação.

4.3 Mercados Peer-to-Peer (P2P) e Comunidades de Energia

Mercados *Peer-to-Peer* (P2P) são definidos como sistemas descentralizados, que formam uma micro-rede, onde os agentes participantes cooperam entre si, seja consumindo, gerando ou armazenando energia elétrica, a partir de estímulos como preço da energia ou oscilações na rede de distribuição local. Se trata de um conceito baseado nos princípios da economia colaborativa ao desenvolver uma infraestrutura que facilita a troca de bens comuns entre todos os agentes (ou pares) [29].

As estruturas P2P possíveis e que foram analisadas até o momento em projetos de P&D são: (i) mercado P2P com comercialização direta de energia; (ii) formação de micro comunidades com um agente centralizador; (iii) modelo híbrido entre as duas formações anteriores.

No modelo P2P “puro” os próprios agentes realizam as negociações de maneira direta e bilateral, através de ofertas de geração, consumo ou armazenamento de energia. Não existe um agente centralizador que supervisiona ou otimiza as negociações.

Dentre as vantagens, destacam-se: liberdade, autonomia e empoderamento dos agentes participantes, além de uma total democratização da gestão do uso da energia, com os participantes decidindo o momento, a fonte e a localidade da geração de energia que vão consumir. Por outro lado, a falta de um agente centralizador prejudica a agregação das unidades de cargas e de geração, não contribuindo para o sistema como um todo, não sendo possível oferecer serviços como flexibilidade em maior escala. Além disso, como não há um agente supervisionando essas relações e as interações são bilaterais, os riscos assumidos podem ser maiores.

Já no modelo de formação de comunidades de energia, a principal diferença relaciona-se à existência de um agente centralizador para otimizar a gestão de consumo e geração, assim como as interações entre os agentes participantes da comunidade, mas também da comunidade como um todo com o sistema.

A principal vantagem desse modelo é a possibilidade de formação de um portfólio de unidades de consumo e geração, sendo possível uma maior interação com o sistema como um todo e na disponibilidade de serviços adicionais como flexibilidade e atendimento de ponta. Por outro lado, a autonomia dos agentes participantes é reduzida, sendo o agente centralizador responsável por despachar as diferentes unidades. Assim, investimentos em sistemas de telecomunicação devem ser realizados para permitir a gestão de um volume maior de dados, assim como modelos de despacho para não prejudicar ou beneficiar nenhuma unidade consumidora.

Por fim, no modelo híbrido, a complexidade das interações é mais elevada, uma vez que tanto interações diretas entre agentes participantes ou através de um agente centralizador do mini grid são possíveis. A Figura 19 ilustra os modelos de P2P e comunidades de energia.

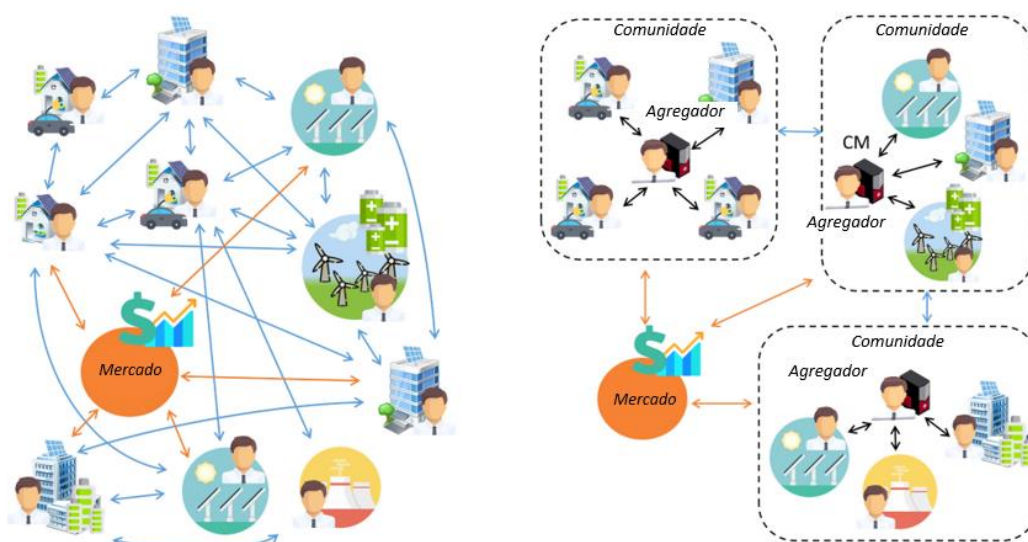


Figura 19 – (a) Modelo P2P com interações bilaterais entre os agentes participantes e (b) Comunidades de energia com a estruturação de um agente centralizador.

Fonte: Adaptado de [29].

4.3.1 Análise de Caso: Comunidades de energia no bairro do Brooklyn, Nova Iorque, Estados Unidos e no vilarejo de Heeten, na Holanda

Ainda que o conceito de P2P e o desenvolvimento de comunidades de energia ainda esteja em fase implementação na maioria dos mercados, existindo uma série de aprimoramentos regulatórios e econômicos necessários para a expansão desse conceito, já é possível observar algumas comunidades em funcionamento. Um dos exemplos mais famosos se refere à comunidade de energia, *Brooklyn Microgrid* (BMG)²⁷, desenvolvida no bairro do Brooklyn no Estado de Nova Iorque nos Estados Unidos.

²⁷ <https://www.brooklyn.energy/> - acessada em 12 de março de 2023.

O BMG consiste em uma comunidade de energia na qual os participantes podem negociar localmente a energia gerada em sistemas de geração solar descentralizado. O projeto engloba e integra a área de concessão de três distribuidoras diferentes, conforme Figura 20, através de dois mecanismos [30]:

- Plataforma Virtual: infraestrutura técnica, baseada em *blockchain*, para realizar a comunicação entre os medidores inteligentes e possibilitar a comercialização de energia. Importante mencionar que, além do medidor inteligente, ainda existe o medidor analógico da distribuidora.
- Interligação física: além da rede de distribuição existente, a construção de uma micro-rede de *back-up* integrando toda a comunidade, possibilita, em emergências ou na falta de suprimento pela rede principal de distribuição, à comunidade atuar como um sistema *offgrid* e garantir que estabelecimentos críticos (como, por exemplo, hospitais) recebam energia a preços fixos e módicos. E, caso exista excedente de energia gerada nessas situações, os demais participantes da comunidade podem comercializar a energia entre si a partir de um esquema de oferta de preços.

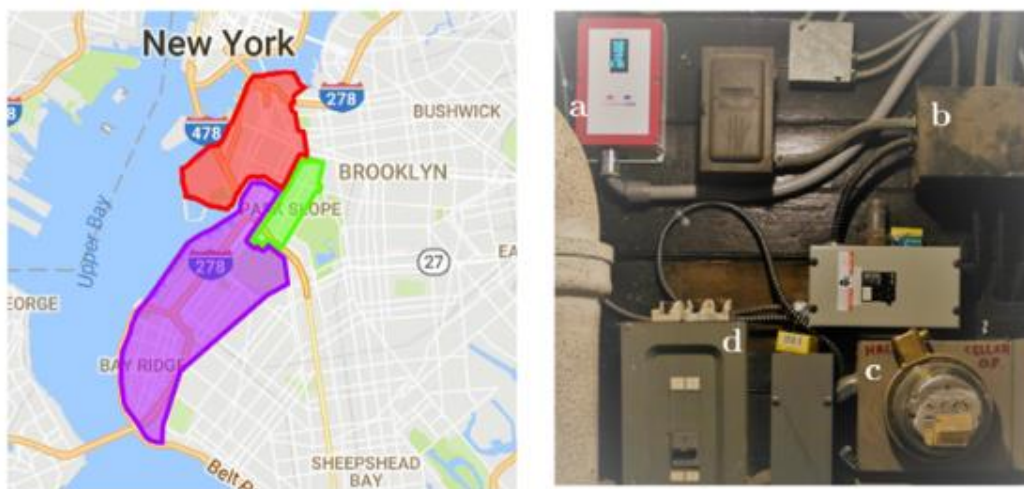


Figura 20 – (a) Bairro do Brooklyn em Nova Iorque, unificando três regiões distintas. (b) sistema instalado em um estabelecimento com (a) instalação de um medidor inteligente de maneira adicional ao sistema da distribuidora (b, c, d).

Fonte: Adaptado de [30].

Na Europa, um exemplo de comunidade de energia pode ser observado no vilarejo de Heeten, na Holanda [28]. Nesse caso, se trata de um projeto piloto menor, com 47 residências, que são totalmente conectadas através de um único transformador. Ou seja, diferentemente do caso do Brooklyn, nessa situação a distribuidora local enxerga um único bloco de energia e não mais as residências individualmente.

A comunidade atua totalmente integrada com algumas residências possuindo geração solar descentralizada e outros sistemas de armazenamento de energia. Todas as residências foram equipadas com medidores inteligentes e todos os equipamentos estão conectados e monitorados por uma plataforma virtual que pode ser acessada remotamente pelo celular.

Os residentes têm acesso a tarifas dinâmicas e recebem sinalização do valor do preço da energia, podendo ter uma gestão ativa e instantânea sobre seu consumo. Além disso, recebem também a previsão de preços, hora a hora, do dia seguinte, sendo possível adequar seu consumo a esse perfil de preços.

A precificação pelo sistema de distribuição dentro da comunidade é diferente das demais localidades, conforme Tabela 2. A cada 15 minutos a demanda total da comunidade é medida e, dependendo da categoria, os preços pela energia variam. Ou seja, ainda que cada residente pague sua própria conta de energia dependendo do gasto mensal, os valores cobrados são os mesmos a depender da demanda. Dessa maneira, é incentivado a atuação, de fato, da comunidade.

Tabela 2 – Variação do preço da energia a depender da demanda.

Categoria	Demanda (kW/15 min)	Preço (€/kWh)
Baixa	0 - 15	0,01
Média	15 - 25	0,05
Alta	Acima de 25	0,25

Fonte: [28].

Importante mencionar que ainda não existe uma regulamentação robusta na União Europeia para o desenvolvimento de comunidades de energia, sendo essa a principal barreira para o desenvolvimento dessas iniciativas.

4.4 Lições Aprendidas para o Mercado Brasileiro

Existem oportunidades diversas a serem fortalecidas com a abertura do mercado livre no setor elétrico brasileiro.

Com a modernização do parque de medição, novas estruturas tarifárias podem ser oferecidas ao consumidor, substituindo a tarifa volumétrica pela binômica ou trinômica, podendo ser estabelecidos preços diferentes ao longo dos meses, dos dias e das horas. Cada vez mais haverá a sinalização do custo real da energia aos consumidores.

Indo além, com o incentivo a investimentos em geração própria, principalmente a geração solar fotovoltaica, ou em sistemas de armazenamento, seja de maneira isolada, através do estabelecimento de comunidades de energia ou pela agregação de cargas, o consumidor passará a ter um papel mais relevante no setor elétrico.

Caberá à regulamentação estabelecer bases robustas para que todos os agentes - a depender de seu apetite ao risco, perfil de geração e consumo, investimentos realizados - possam usufruir, de maneira segura, de todos os benefícios da abertura do mercado livre.

Capítulo V

Desafios na Abertura do Mercado Livre

Expandir o Mercado Livre significa estabelecer as condições para que mais unidades consumidoras possam optar pela escolha de seus fornecedores, com condições de contratação personalizada da energia.

Quando comparado com outros países, o grau de liberalização do mercado brasileiro é considerado reduzido, dada a ausência de flexibilidade para a migração. Em muitas regiões do Canadá, Estado Unidos, em países pertencentes à União Europeia e no Japão, o mercado já atingiu um nível de maturidade onde os consumidores residenciais de baixa tensão podem escolher seu supridor de energia elétrica.

Os consumidores de energia elétrica, aqueles que “apenas” consomem uma *commodity* (no caso, a energia elétrica) se transformariam em clientes, com perfis e hábitos de consumo diferentes. Caberia ao comercializador entender cada perfil, oferecer produtos adequados, adicionando valor à *commodity* energia.

O cliente deve sentir que obteve benefícios reais e serviços adicionais na escolha de seu fornecedor de energia. O preço final é um item relevante, mas existem outros como: agilidade na contratação, processos de faturamento simples, bom atendimento e relacionamento, dentre outros. Todos esses fatores contribuem para aumentar o engajamento do cliente com seu fornecedor.

De acordo com um estudo realizado pelo *Council of European Energy Regulators (CEER)*, ampla concorrência, investimentos em inovação e engajamento do consumidor são pilares fundamentais para o bom funcionamento de mercados varejistas [31].

Uma pressão competitiva encoraja os comercializadores varejistas a oferecerem preços mais baixos e a criarem produtos inovadores, que atendam às necessidades em constante mudança dos consumidores. Além disso, para que os mercados varejistas funcionem bem, é preciso desenvolver mecanismos que garantam o engajamento do consumidor final.

Esses agentes devem estar adequadamente envolvidos e capacitados nas atividades do mercado, cientes dos riscos e benefícios de atuação no mercado livre. Todas essas iniciativas beneficiam a sociedade e o setor elétrico como um todo.

A seguir, serão abordados em mais detalhes, com embasamento em mercados internacionais, os principais desafios para o bom funcionamento do mercado varejista:

- (i) concentração de mercado e análise do caso do mercado na França e em Portugal;
- (ii) engajamento do consumidor e análise do caso do mercado na Suécia; e
- (iii) investimentos em inovação e análise do caso do mercado na Dinamarca.

5.1 Concentração de Mercado

Com relação à concentração de mercado, existe um relatório anual, desenvolvido pelo *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)* e em parceria com a CEER, que monitora a “saúde” do mercado varejista na Europa. Trata-se do “Relatório Anual do Acompanhamento dos Mercados de Eletricidade e Gás Natural em 2021 – Mercado Varejista e Defesa do Consumidor” [32].

Com relação à concentração de mercado, existem duas métricas que são avaliadas: o Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) e o Índice de Concentração 3 (CR3).

O HHI é um indicador mais comumente utilizado. Um valor de HHI abaixo de 2.000 é sinal de um mercado pulverizado, com baixa concentração do poder de mercado por algum agente, número alto de comercializadores e baixa barreira de entrada para novos agentes. É um indicativo de uma estrutura de mercado competitiva, com consumidores tendo a oportunidade de se beneficiar da concorrência, inovação e diversificação de serviços.

Por outro lado, um HHI acima de 2.000 indica que o mercado está restrito a poucos participantes e que o nível de competição ainda é baixo.

Já o indicador CR3 é uma medida estrutural tradicional de concentração de mercado com base no *market-share* de cada comercializador, sendo que o índice agrega os valores para os três maiores comercializadores. A medição é realizada considerando os pontos de medição no mercado doméstico e volume no mercado não doméstico. Valores entre 70-100% indicam mercados altamente concentrados.

Analisando a Figura 21, observa-se que, em 2021, de um total de 18 países, apenas 06 apresentaram baixos níveis de concentração (HHI < 2.000 e CR3 < 70%) para o mercado residencial: Eslovênia, Reino Unido, Áustria, Finlândia, Suécia e Noruega.

Os dados para 2021 não foram atualizados para Dinamarca, porém, com base em anos anteriores, pode-se auferir um baixo nível de concentração de mercado.

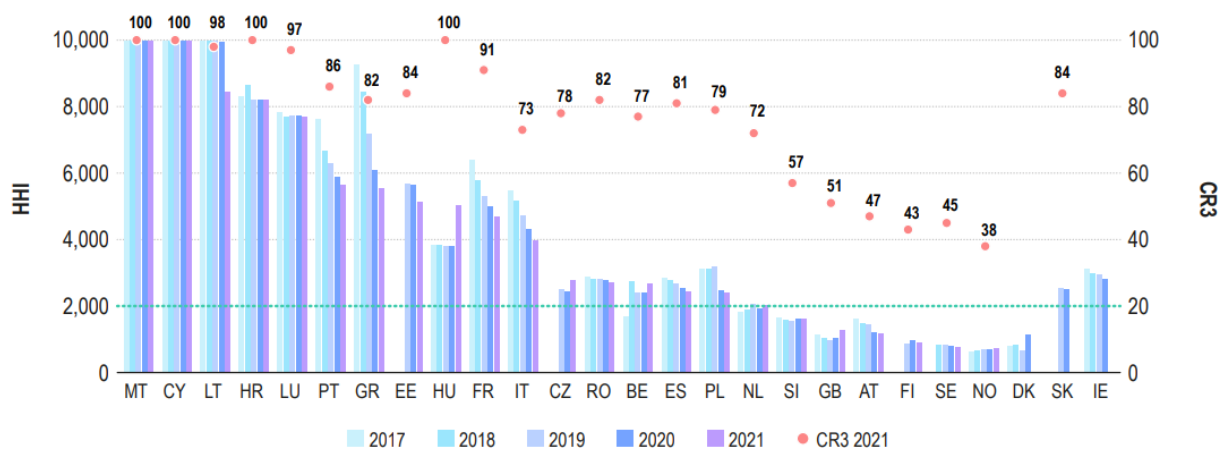


Figura 21 – Concentração de mercado para o grupo residencial em países selecionados – 2017 a 2021.

Fonte: CEER,2022 [32].

Por outro lado, analisando o mercado **não** residencial apresentado na Figura 22, de 19 países analisados, 11 apresentavam baixo nível de concentração: Polônia, Hungria, Portugal, Espanha, Áustria, Eslovênia, Itália, Noruega, Reino Unido, Finlândia e Romênia.

Os dados para 2021 não foram atualizados para Dinamarca, porém, com base em anos anteriores, pode-se auferir um baixo nível de concentração de mercado

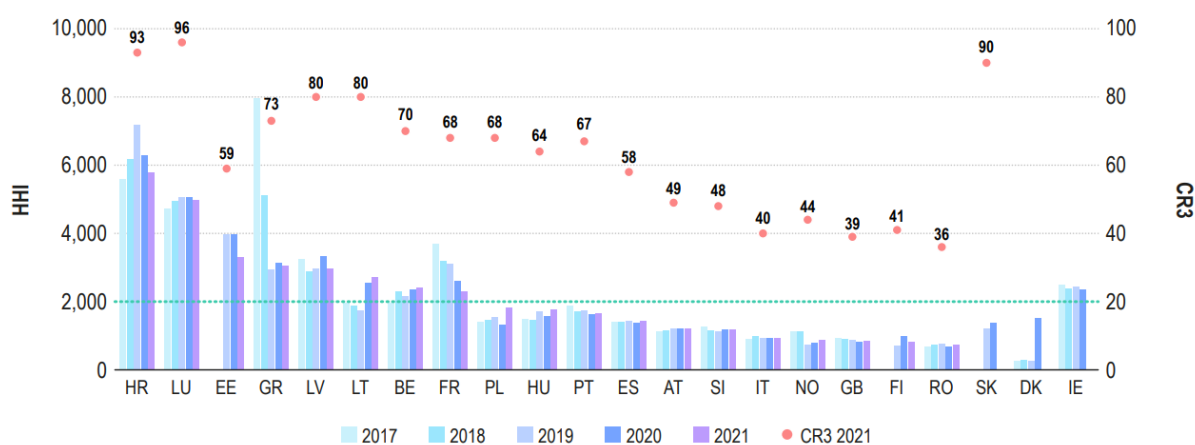


Figura 22 – Concentração de mercado para o grupo **não** residencial em países selecionados – 2017 a 2021.

Fonte: CEER,2022 [32].

Com relação aos números absolutos, observa-se na Figura 23, que os mercados na Espanha, Dinamarca, Itália e Polônia apresentam, pelo menos, 200 comercializadores diferentes.

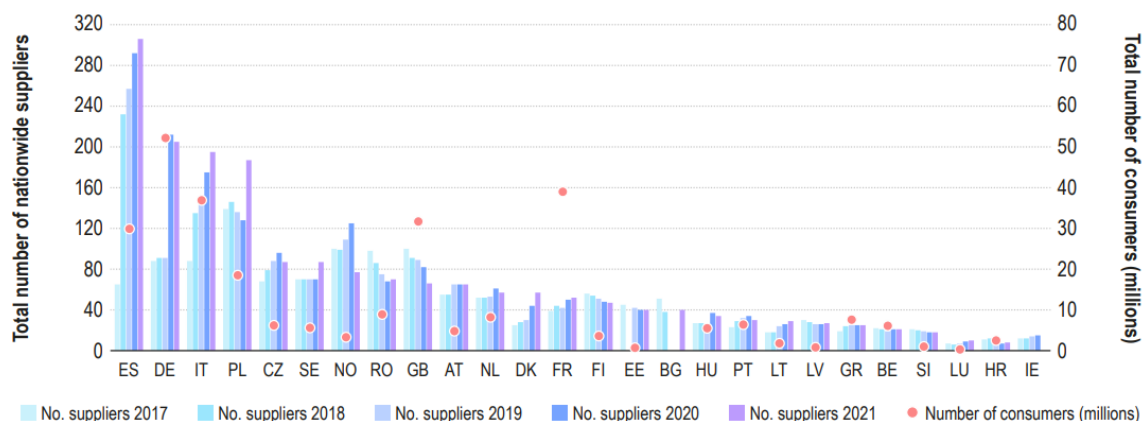


Figura 23 – Número de comercializadores e consumidores atendidos (em MM) – 2017 a 2021.

Fonte: CEER,2022 [32].

Como consequência da pandemia da COVID e, principalmente, da Guerra da Ucrânia e crise energética estabelecida em Europa, verificou-se, nos últimos dois anos um aumento expressivo dos preços do gás natural e da energia elétrica na Europa, conforme observado na Figura 24.

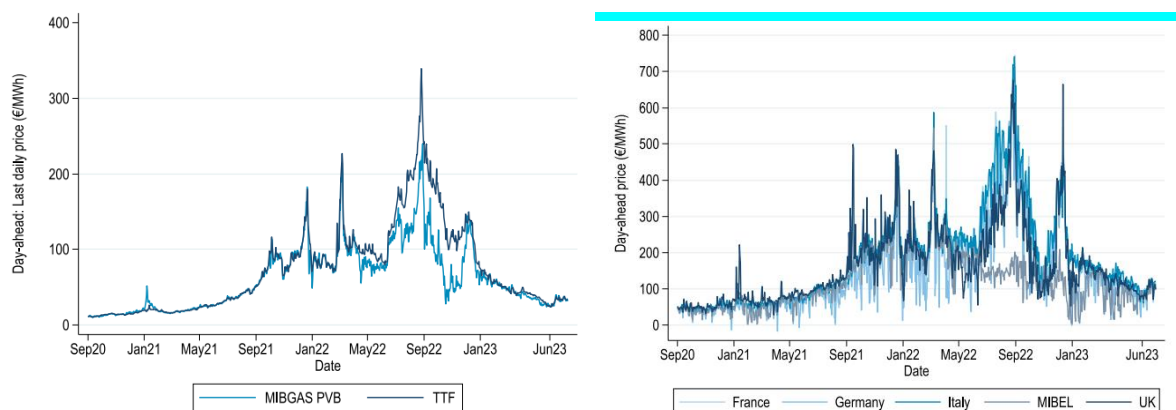


Figura 24 – Evolução do preço do: (i) gás natural; (ii) energia elétrica de 2020 a 2023 em diferentes mercados na Europa.

Fonte: [33].

Tal fato acarretou a diminuição do número de comercializadores e aumento da concentração de mercado, conforme apresentado na

Tabela 3.

Um exemplo emblemático com relação à saída de comercializadores e aumento de concentração de mercado refere-se ao Reino Unido, conforme apresentado na Figura 25.

Em 2018, o mercado contava com aproximadamente 75 comercializadores, porém

atualmente o mercado conta com cerca de 25 diferentes empresas.

Tabela 3 – Impacto na Concentração de Mercado - sendo (V) comercializador varejista e (A) comercializador atacadista.

País	Diminuição no número de comercializadores (%)	Número de Comercializadores que encerram suas atividades
Noruega	-38%	-
Reino Unido	-20%	22 (V) - 1 (A)
Portugal	-12%	3 (V) - 4 (A)
República Tcheca	-9%	9 (V) - 0 (A)
Hungria	-8%	-
Holanda	-7%	6 (V) - 0 (A)
Alemanha	-3%	-
Finlândia	-2%	1 (V) - 1 (A)

Fonte: CEER,2022 [32].

Como os comercializadores varejistas no mercado inglês, em sua maioria, possuem um portfólio integrado energia elétrica e gás natural, o aumento expressivo do preço do natural, impactado diretamente pela Guerra da Ucrânia, desestabilizou o mercado, causando o encerramento da atividade de diversas comercializadoras²⁸.

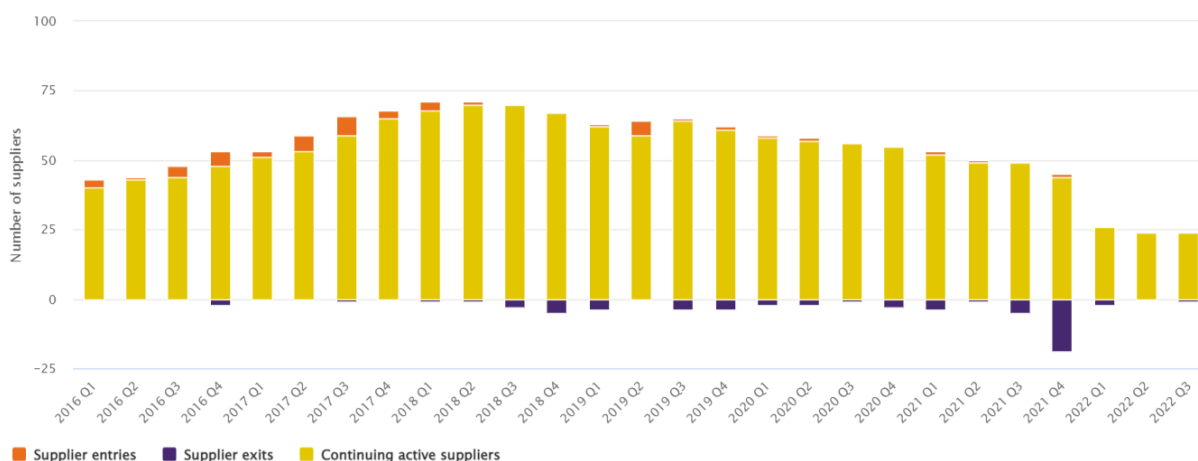


Figura 25 – Número de comercializadoras no Reino Unido.

Fonte: Retail market indicators, Ogfem.

Para ilustrar algumas medidas implementadas na Europa para diminuir a concentração de mercado, serão analisados: o mercado na França e o mecanismo implementado para diminuir

²⁸ <https://www.capita.com/our-thinking/2021s-unprecedented-exit-uk-energy-suppliers-and-supplier-last-resort>, acessado em 07 de setembro de 2023.

o poder de mercado da EDF e o mercado em Portugal e a participação do Grupo EDP.

5.1.1 Análise de caso: França e o grupo EDF

De acordo com o estudo “*Retail Energy Markets Under Stress Lessons - Learnt For The Future Of Market Design*”, desenvolvido pelo *Centre on Regulation in Europe (CERRE)*, o mercado varejista francês é caracterizado por uma mistura de regulamentação e competição, sendo que desde a abertura do mercado, em 2007, existe uma preocupação com a posição dominante do principal fornecedor de eletricidade do país, a EDF, que participa do mercado varejista com mais de 80 fornecedores (como Total, Engie, ENI, etc) [34].

Uma estrutura de mercado híbrida foi implementada em 2011, onde os consumidores residenciais ainda podem optar por uma tarifa regulada, Tarif Réglementé de Vente (TRV), oferecida pela EDF e por pequenas distribuidoras locais.

A TRV é definida duas vezes por ano pelo governo francês e depende, principalmente, dos preços da tarifa-fio e da energia no mercado atacadista. Desde 31 de dezembro de 2015, consumidores do segmento comercial e industrial não podem acessar a tarifa regulada.

O mercado está pautado pelo princípio da reversibilidade, sendo que os consumidores residências podem migrar do preço regulado para o livre (e vice-versa) sem nenhuma limitação.

A tarifa regulada funciona como preço de referência para todo o mercado. O principal produto comercializado pelas demais empresas consiste em oferecer um desconto fixo na tarifa regulada de eletricidade - as reduções variam entre 2% e 12%. Existem também produtos a preços fixos por um período pré-determinado – de 1 a 4 anos.

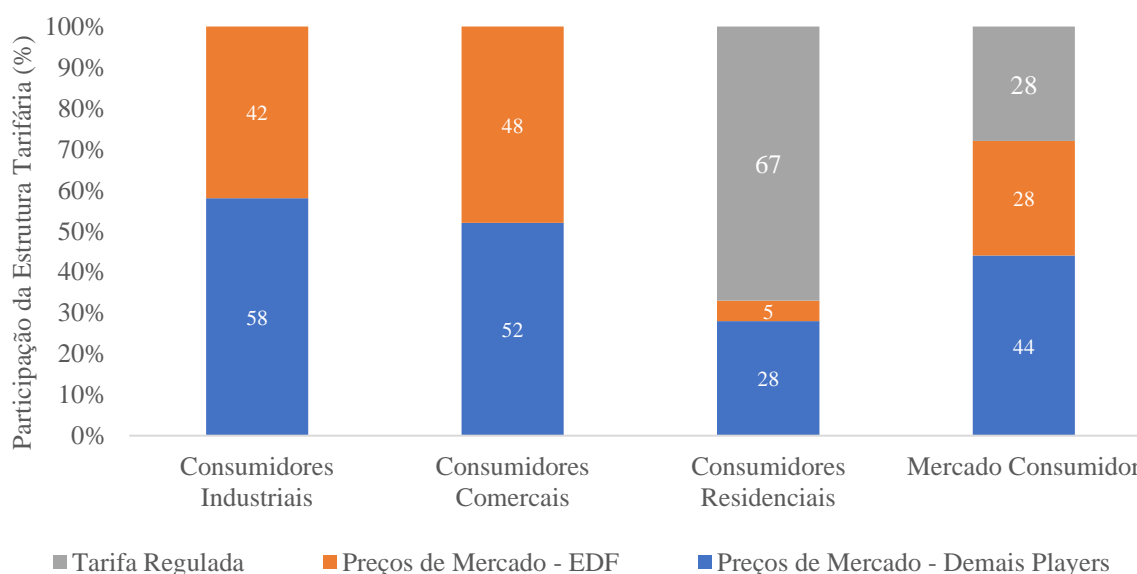


Figura 26 – Consumo por tipo de fornecimento em 31 de dezembro de 2021.

Fonte: CRE (2021) e CERRE (2022) [34].

Para diminuir o poder de mercado da empresa e incentivar a competição, a EDF tem uma obrigação legal, até 2026, de comercializar 100 TWh de geração de suas usinas nucleares (ou seja, aproximadamente 25% da geração total) a preços mais baixos para os demais comercializadores varejistas, com um preço-teto máximo de € 42,00/MWh. Este mecanismo obrigatório é denominado Acesso Regulado à Eletricidade Nuclear Incumbente, *Accès régulé à l'énergie nucléaire historique - ARENH*.

Em 2022, decorrente da Guerra da Ucrânia, o Governo francês implementou algumas medidas adicionais para evitar um aumento expressivo nas tarifas de energia elétrica.

Em primeiro lugar, a EDF foi obrigada a aumentar em 20% o fornecimento de energia nuclear mais barata aos seus competidores, de 100 TWh para 120 TWh. Em segundo lugar, o Governo reduziu os impostos sobre a tarifa de energia do segmento residencial, de € 22,5/MWh para € 0,5/MWh - metade dessa redução se refere, de fato, a um corte de impostos e a outra metade a um adiamento, para 2023, de parte do aumento tarifário aplicável em 2022.

Essa política limitou o aumento dos preços a 4% em comparação a um aumento real esperado de 45% no preço da tarifa regulada (TRV), segundo análise da agência reguladora francesa.

Essa política de contenção do aumento da energia teve impactos. O corte no imposto de energia acarretou uma redução de € 8 bilhões na arrecadação para o governo e impactou diretamente a receita da EDF, com perda estimada em € 10 bilhões.

Por fim, pelo aumento da geração nuclear, a política pode comprometer as metas de transição energética da França.

5.1.2 Análise de caso: Portugal e o Grupo EDP

Conforme estabelecido pela União Europeia, a liberalização do mercado de energia elétrica em Portugal ocorreu no início dos anos 2000.

Em abril de 2023, considerando número de clientes, o mercado livre representava 85% do mercado total, com cerca de 5,5 milhões de clientes, sendo que, em termos de consumo, representava 93% do mercado total, alcançando 42.431 GWh de consumo anualizado.

Todos os meses a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) divulga um boletim com informações sobre o mercado livre de energia e a intensidade competitiva do mercado através do indicador HHI e o monitoramento mensal da participação da

comercializadora líder de mercado. No mercado varejista, composto pelo segmento residencial e pequenos negócios, o mercado ainda é concentrado ($HH > 2.000$). A comercializadora do Grupo EDP ainda é o agente dominante, com participação de mercado alcançando 68,3%.

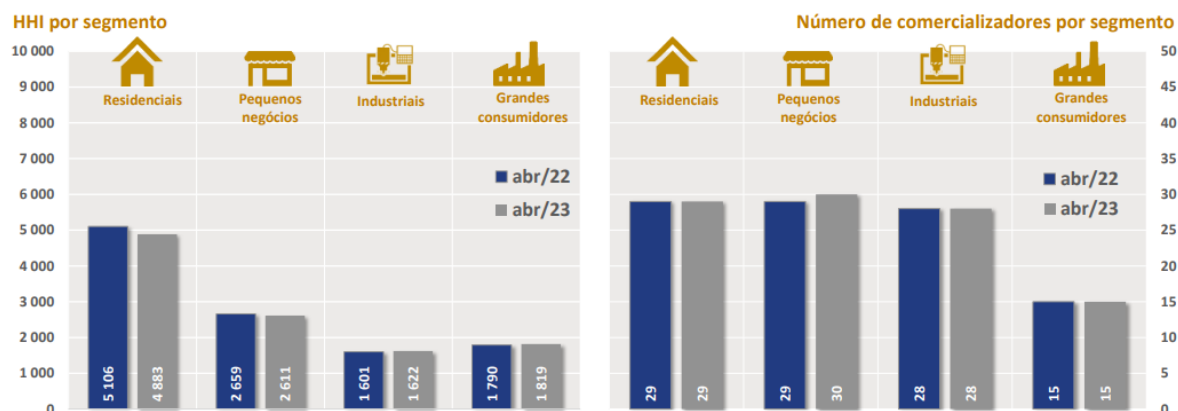


Figura 27 – Avaliação da concentração do mercado livre em Portugal: (a) Indicador HHI; e (b) Quantidade de comercializadores.

Fonte: ERSE [35].

Já no segmento de grandes consumidores, o mercado livre está mais consolidado. Com concentração de mercado menor e concorrência maior, existem 05 comercializadoras principais, com a liderança do grupo Iberdrola, com 30,8% da participação total. É interessante observar a evolução do mercado português na última década. Em 2010, a participação da EDP representava 65% do mercado total.

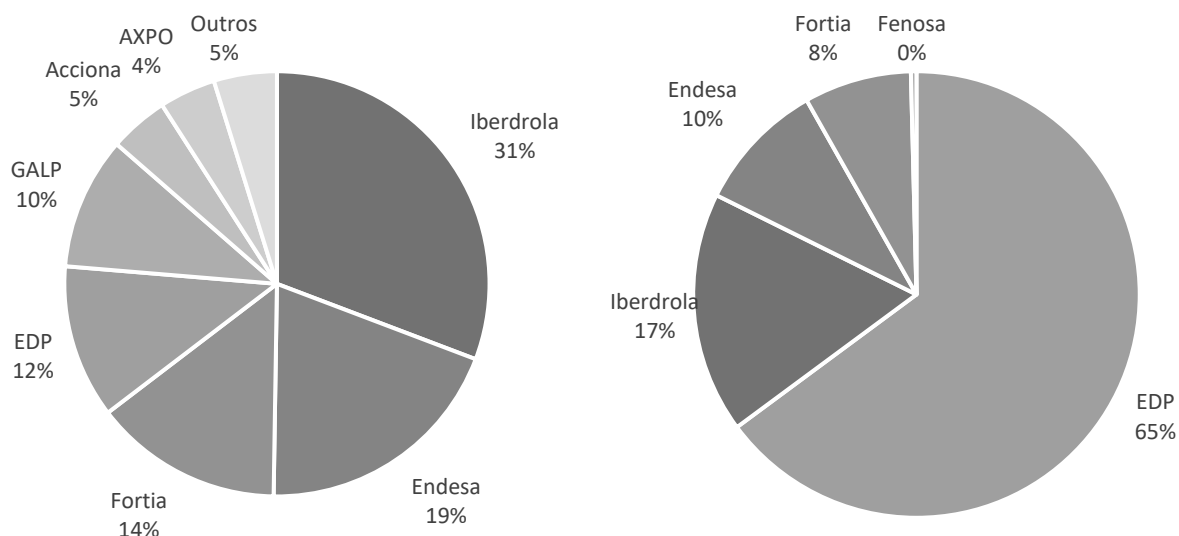


Figura 28 – Participação de mercado das principais comercializadoras no segmento grandes consumidores: (a) 2023; (b) 2010.

Fonte: ERSE [35] [36].

Com foco no segmento residencial, foi estabelecido também o Comercializador Último Recurso (CUR), que é a entidade responsável por efetuar o fornecimento de energia elétrica mediante a aplicação de tarifas definidas pela ERSE.

O CUR tem obrigação em garantir atendimento para (i) clientes economicamente vulneráveis, (ii) clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade e (iii) clientes em locais em que não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.

Em abril de 2023, cerca de 969 mil clientes eram atendidos pelo CUR, representando um consumo anualizado de 3.045 GWh, o equivalente a 6,7% do consumo total. A tarifa regulada também atua como um balizador da atratividade do mercado livre e é uma obrigação regulatória constar seu valor na conta de luz dos consumidores residenciais.

Os consumidores têm acesso a uma gama de diferentes produtos para contratação. E, para auxiliá-los nessa escolha, a ERSE desenvolveu um simulador de preços de energia para comparar as diferentes ofertas comerciais.

Em linhas gerais, existem 05 produtos principais:

- (i) Produto padrão, sem qualquer tipo de restrição;
- (ii) Produtos condicionados, que apresentam condições contratuais que condicionam a contratação a quesitos específicos - por exemplo, exigir contratação do fornecimento de gás natural e energia elétrica no mesmo supridor;

- (iii) Produtos com fidelização, que obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada;
- (iv) Produtos indexados aos preços do mercado atacadista;
- (v) Produtos para novos clientes, cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador.

Na comparação entre a oferta mais competitiva e a oferta do mercado regulado, a economia anual no mercado livre pode representar entre 9% e 12%, alcançando € 204,00/anual, a depender do perfil da residência – para facilitar a compreensão pela população, as informações são segregadas a partir de três perfis distintos: (i) casal sem filhos; (ii) casal com dois filhos; e (iii) casal com quatro filhos. Sendo assim, mesmo que determinado consumidor não saiba seu consumo mensal ou sua demanda contratada, de maneira simples, por mera comparação com o número de habitantes de uma residência, é possível identificar um padrão que mais se assemelha a sua realidade para realizar as comparações adequadas.

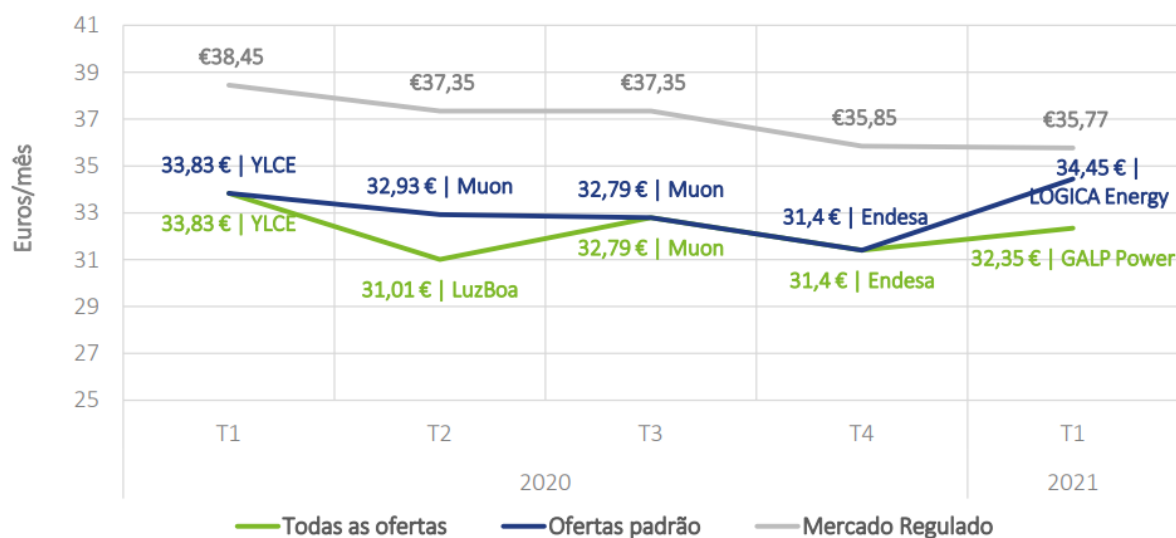


Figura 29 – Comparação do preço de diferentes ofertas disponíveis aos consumidores residenciais: (a) média de todas as possibilidades; (b) ofertas padrão (sem nenhum tipo de restrição); e (c) mercado regulado.

Fonte: ERSE [37]



Figura 30 – Economia anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado: (a) casal sem filhos; (b) casal com dois filhos; e (c) casal com quatro filhos.

Fonte: ERSE [37].

Por outro lado, interessante observar também que existem comercializadoras que praticam preços mais elevados que a tarifa regulada, evidenciando até um baixo engajamento do consumidor final, uma vez que o acesso à tarifa regulada é um direito de toda a sociedade.

5.2 Engajamento do Consumidor

Para o bom funcionamento do mercado varejista, é essencial garantir o engajamento dos consumidores, de forma que eles tenham ciência dos riscos, desafios e oportunidades de atuação no mercado livre.

No Reino Unido, por exemplo, apesar da maturidade do mercado varejista, já que desde a década de 90 o mercado é totalmente livre, 56% dos clientes residenciais afirmaram nunca terem mudado seu fornecedor²⁹.

²⁹ De acordo com uma pesquisa realizada em 2016 pela Autoridade de Concorrência e Mercados, Competition and Markets Authority (CMA),

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GALP Power	32,35 € (-10%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
2	LuzBoa	32,64 € (-9%)	LUZBOA SPOT	Simple	Indexada
3	GoldEnergy	33,03 € (-8%)	Monoelétrico ACP 2021	Simple	Condicionada
4	EDP Comercial	33,10 € (-7%)	Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Condicionada
5	Endesa	33,34 € (-7%)	Quero+ Luz - Plano Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
6	Coopérnico CRL	34,43 € (-4%)	Coopérnico Tarifa BTN 2021	Simple	Condicionada
7	LOGICA Energy	34,45 € (-4%)	Base 40	Simple	Padrão
8	Alfa Energia	34,78 € (-3%)	Tarifa ALFA MOVE	Bi-horária	Condicionada
9	Iberdrola	34,83 € (-3%)	+ Vantagem (FE+DD)	Simple	Padrão
10	ENAT	35,34 € (-1%)	SOL 6% desconto na tarifa energia	Bi-horária	Padrão
11	YES ENERGY	35,49 € (-1%)	YES ENERGY _ #SMARTLIVING	Bi-horária	Padrão
12	ECOCHOICE	35,53 € (-1%)	BTN + Eco	Bi-horária	Padrão
13	MEOEnergia	35,63 € (-0%)	Plano base MEO Energia	Bi-horária	Padrão
14	EZU Energia	35,69 € (-0%)	Tarifa + Lar	Simple	Padrão
15	Mercado Regulado	35,77 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
16	Audax	36,37 € (2%)	Classic	Bi-horária	Condicionada, Fidelização
17	JAFPLUS	36,62 € (2%)	Plano Plus	Bi-horária	Padrão
18	G9 Energy	36,63 € (2%)	Casa Plus	Simple	Padrão
19	Muon	36,85 € (3%)	Muon Top T	Simple	Padrão
20	LuziGas	37,11 € (4%)	Dinâmico Poupança	Simple	Indexada
21	Rolear	38,24 € (7%)	Oferta Geral de Eletricidade	Simple	Padrão
22	Nabalía Energia	39,55 € (11%)	CONDOMÍNIOS	Bi-horária	Padrão
23	HEN	41,16 € (15%)	HEN	Bi-horária	Padrão
24	Aldro Energia	41,73 € (17%)	TARIFA PRO PREMIUM	Simple	Fidelização

Figura 31 – Produtos mais competitivos por comercializador – perfil: casal sem filhos³⁰.

Fonte: ERSE [37].

Durante muitos anos houve a percepção de que a migração para o ambiente livre ou a mudança de supridor de energia elétrica era baseada apenas na questão financeira. Existia uma convicção de que “somente o preço importava”. Isso decorria de três aspectos principais:

- (i) consumidores vistos como altamente sensíveis ao preço e pequenas mudanças já induziriam à troca do fornecedor, dada a natureza homogênea do produto energia;
- (ii) valor da marca e qualidade no serviço serem atributos pouco relevantes no mercado varejista de energia; e
- (iii) consumidores não serem propensos a diferenciar os fornecedores, exceto pelo preço.

De fato, o preço é um requisito importante no momento da escolha do comercializador. A Figura 32 apresenta a diferença média, em €, que um cliente residencial economizaria ao mudar sua opção de consumo, da tarifa *default* para a mais barata disponível em agosto de 2022.

Em mercados com competição mais elevada e baixa concentração de mercado, como no caso da Noruega, a economia média tende a ser mais elevada. Por outro lado, no geral, a economia média anual é inferior a € 800,00/ano, o que evidencia que a questão financeira não deve ser o fator exclusivo na decisão de troca de supridor.

³⁰ Em prol da simplicidade, a informação apresentada está concentrada no perfil casal sem filhos, porém no relatório elaborado pela ERSE é possível visualizar os produtos para o perfil casal com dois filhos e casal com quatro filhos: https://www.erse.pt/media/idkmwjpa/t1-2021_boletimofertascomerciais-eletricidade.pdf, acessado em 07 de julho de 2023.

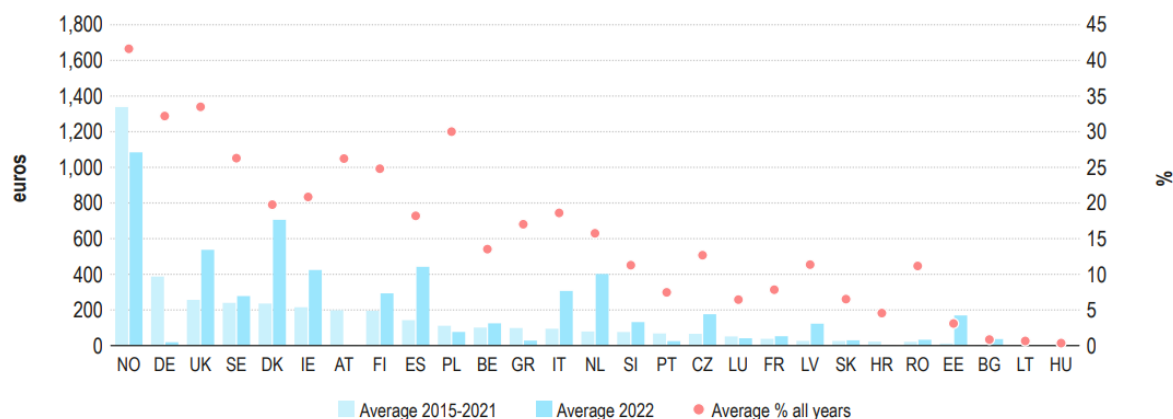


Figura 32 – Potencial médio de economia de eletricidade 2015-2021 vs 2022.

Fonte: VaasaETT.

Além disso, de acordo com a ACER, em 2020, analisando a composição dos valores pagos pelos consumidores residenciais dos países membros da União Europeia, identificou que, em média, apenas 31% do preço final consistia na parcela geração e dependia da escolha do fornecedor – enquanto o percentual restante, os 69%, consistia em uma parcela fixa que incluía custos do serviço-fio (transmissão e distribuição de energia), impostos, taxas e outros encargos.

Estudos e pesquisas recentes evidenciam que, com o amadurecimento do mercado varejista, o consumidor final passou a valorizar diversos outros atributos como [38]:

- tempo de espera: tempo estimado para que os clientes, ao entrar em contato com o seu supridor de energia elétrica, consigam sanar dúvidas ou preocupações;
- duração do contrato e facilidade para rescisão contratual;
- “pegada” ambiental: se o fornecedor garante ou não que a energia é, de fato, gerada a partir de uma fonte renovável;
- programas de fidelização e recompensas;
- experiência do fornecedor no mercado: ou seja, novo fornecedor ou bem estabelecido.

Nesse contexto, um desenvolvimento importante que auxilia os consumidores na tomada de decisão de escolha de seu fornecedor refere-se à sites de comparação de preços e produtos ofertados. Informando apenas alguns requisitos, tais como localização, fornecedor atual e base mensal de consumo, os clientes podem ter acesso a uma variedade de propostas, com base em preço, avaliação do fornecedor, fonte de geração, redução de emissão de CO₂, etc. Além disso, alguns sites comparam e ranqueiam os fornecedores através de pesquisa primária com os clientes finais.

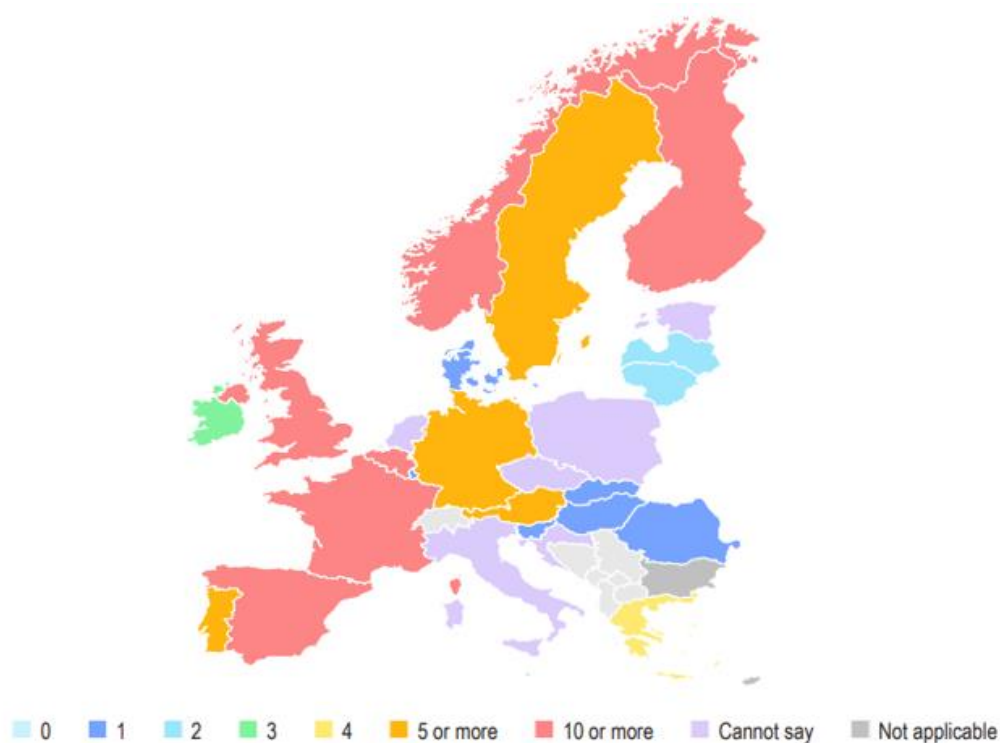


Figura 33 – Quantidade de sites de buscas para comparação de preços de energia e de fornecedor de energia elétrica.

Fonte: CERRE (2022) [34].

O *Uswitch*³¹, por exemplo, já está na 17ª edição do “Relatório de Satisfação do Cliente de Energia” que, com base em uma ampla pesquisa com clientes, classifica os melhores fornecedores de energia no Reino Unido em cinco categorias: melhor serviço ao cliente, melhor aplicativo, melhor experiência online do cliente, melhor programa de recompensa e empresa mais recomendada.

Importante mencionar que mesmo com uma grande quantidade de sites de busca, as Agências Reguladoras de cada país, normalmente, não se responsabilizam pelas informações apresentadas. Sendo assim, alguns sites podem implementar campanha de marketing e induzir o consumidor a escolher certos fornecedores em detrimento de outros. Outro fator importante no dinamismo para troca de fornecedor de energia elétrica refere-se ao tempo despendido entre solicitar a renúncia do comercializador vigente para o início do suprimento com o novo agente. Quanto menor esse tempo, maior o incentivo à mudança. De acordo com diretrizes da União Europeia o prazo máximo estabelecido é de três semanas para mudar a partir da data do pedido e, até 2026, processo de mudança não deve demorar mais de 24 horas em qualquer dia útil.

³¹ <https://www.uswitch.com/gas-electricity/uswitch-energy-awards-2022/> - acessado em 04 de fevereiro de 2023.

No caso do Reino Unido, por exemplo, a partir de dados da Agência Reguladora de Gás e Energia Elétrica, *Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)*, esse prazo que era 16 dias desde 2015 se reduziu-se para 07 dias a partir de 2022, conforme observado na Figura 34.



Figura 34 – Duração média para troca de fornecedores no Reino Unido.

Fonte: Retail market indicators, Ofgem.

Ainda como uma regulamentação da União Europeia, salvo raras exceções e em circunstâncias muito específicas, existe a proibição de utilização de taxas de rescisão para “segurar” os clientes nos contratos de energia. Por outro lado, um dos principais desafios a serem superados na troca de fornecedores refere-se, principalmente, à inércia do consumidor, que é caracterizada como a tendência dos clientes para continuar com um mesmo supridor de energia de elétrica, mesmo diante da oferta de preços inferiores.

Esse fenômeno pode ser explicado por algumas razões: baixa confiança em novos entrantes, oferta de produtos mais complexos (por exemplo, com estruturas tarifárias de difícil compreensão), complexidade processual, pagamentos de eventuais taxas, forte lealdade aos fornecedores existentes e até mesmo o próprio desinteresse das pessoas no setor elétrico.

Para ilustrar algumas medidas implementadas na Europa para aumentar o engajamento do consumidor, será analisado o mercado na Suécia.

5.2.1 Análise de caso: Suécia e o engajamento dos consumidores

Na Suécia o mercado é caracterizado por uma ampla diversidade de fornecedores (mais de 150 empresas), caracterizando uma concentração baixa e elevada competitividade.

O engajamento e conhecimento dos consumidores finais também é elevado. Nove em cada dez suecos estão cientes de que a mudança de fornecedor é possível, sete em cada dez sabem diferenciar a responsabilidade da empresa de fornecimento de energia, da distribuidora de energia elétrica e seis em cada dez dizem que confiam em seu fornecedor.

Além disso, 98% da população possui acesso à internet e ferramentas de comparação de preços independentes [31].

A instituição sueca de fiscalização do mercado de energia, *Swedish Energy Markets Inspectorate – Ei*, desenvolveu, em 2008 uma ferramenta para pesquisa de preços e de fornecedores, a *Elpriskollen*³².

Entre 2008 e 2016, não ocorreram investimentos com relação à campanha de conscientização de consumidores para divulgação da ferramenta. Isso mudou em 2017 e, após uma exitosa campanha de marketing, o acesso aumentou de 60.000 usuários para mais de 500.000 nos primeiros 8 meses de 2022.

Com relação à estrutura tarifária, desde 2008, os consumidores vêm mudando, gradualmente, seu perfil de contratação para contratos com preços flexíveis, que podem variar ao longo do dia, do mês ou da estação do ano. Ao final de 2022, 57,6% dos clientes residenciais suecos tinham este tipo de contrato e 20,6% possuíam contratos a preços fixos com 1, 2 ou 3 anos de duração, conforme apresentado na Figura 35.

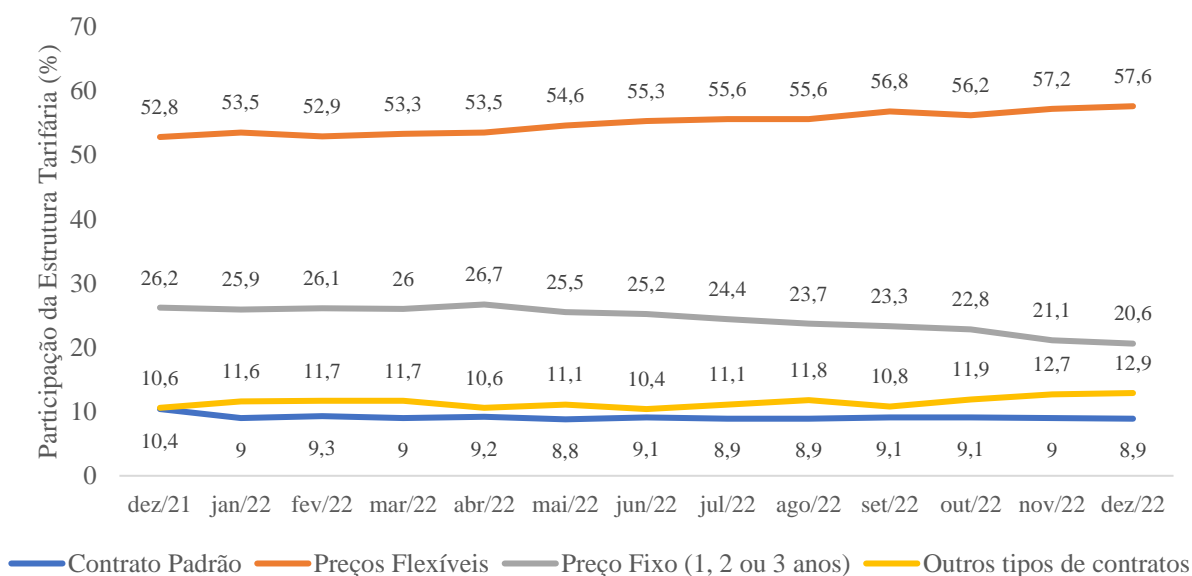


Figura 35 – Tipo de contratação de energia.

Fonte: *Statitics Sweden*³³.

Decorrente desse perfil, os consumidores residenciais assumem um risco maior e são impactados por qualquer variação de preços – em média, demora 2 - 3 semanas para o preço atacadista refletir no mercado varejista.

³² <https://www.elpriskollen.se/en/> - acessado em 04 de fevereiro de 2023.

³³ <https://scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/energy/price-trends-in-the-energy-sector/electricity-prices-and-electricity-contracts/> - acessado em 04 de fevereiro de 2023.

Por exemplo, as oscilações de preços, que afetam a Europa desde 2021, devido à Guerra da Ucrânia, impactaram diretamente todos os consumidores. De acordo com a Tabela 4, como uma estimativa para avaliar o apetite do consumir residencial em trocar de supridor de energia, entre dezembro de 2020 a novembro de 2021, observou-se que 490.735 contratos que mudaram de titularidade de fornecedor de energia.

Já entre dezembro de 2021 a novembro de 2022, de acordo com dados preliminares da Statistics Sweden, ocorreu um aumento de 31%, com 642.561 contratos sendo alterados. Em termos de volume de energia, isso representou um aumento de 46%, atingindo 6.580 GWh ao final de 2022.

Tabela 4 – Número de contratos e volume (GWh) de consumidores residenciais que migraram de um supridor de energia elétrica para outro, dados preliminares.

	Nov/21	Nov/22	Diferença	Dez 2020– Nov 2021	Dez 2021– Nov 2022	Diferença
Número de Contratos	54.724	64.695	+18%	490.735	642.561	+31%
Volume (GWh)	567	745	+31%	4.499	6.580	+46%

Fonte: Statistics Sweden³⁴.

Além disso, conforme apresentado na Tabela 5, é possível observar essa tendência pelo aumento do número de acesso e tráfego na ferramenta de busca e comparação de preços em 2022. Nesse contexto, pode-se concluir que, com base no aumento do número de troca de titularidade dos comercializadores varejistas e no aumento da busca por ferramentas de comparação de preço, quando picos de preços ocorreram em 2022, os consumidores já sabiam onde encontrar informações importantes sobre comparação de preços e como mudar seu fornecedor.

Ou seja, as campanhas de conscientização foram bem-sucedidas.

5.3 Investimentos em Inovação

Para aprimorar a participação do consumidor final no setor, é essencial investir na infraestrutura de medição e sinalização de preços.

Nos Estados Unidos, a regulamentação e os programas de incentivo para instalação de medidores inteligentes se intensificaram a partir de 2008.

³⁴ <https://scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/energy/energy-supply-and-use/monthly-electricity-statistics-including-switches-of-electricity-supplier/pong/tables-and-graphs/consumers-changes-of-electricity-suppliers/> - acessado em 04 de fevereiro de 2023.

Tabela 5 – Acesso da ferramenta de comparação de preços e fornecedores Elpriskollen 2017–2022. Dados de 2022 até agosto.

Ano	Número de Visitantes	Crescimento no Número de Acessos	Visitantes vindo de Anúncios
2017	117.000	95%	6.630
2018	188.000	60%	9.670
2019	195.000	4%	44.237
2020	210.000	8%	34.830
2021	304.600	45%	53.772
2022	491.100	61%	58.067

Fonte: Google Analytics [32].

Segundo dados do relatório “Demand Response and Advanced Metering – 2022” e conforme Figura 36, em 2020 existiam 103,1 milhões de medidores inteligentes em operação, representando aproximadamente 64% do total de 159,7 milhões de medidores instalados.

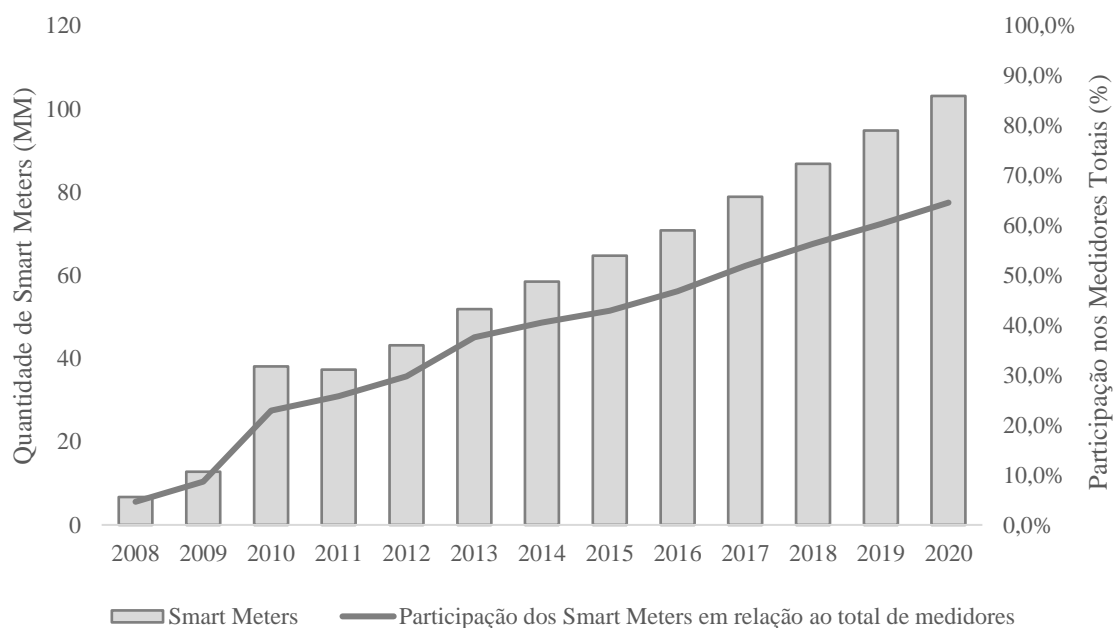


Figura 36 – Crescimento do número de smart meters nos Estados Unidos.

Fonte: Demand Response and Advanced Metering – 2022 [24].

Entre os anos de 2019 e 2020, o número de medidores inteligentes em operação aumentou 8,3 milhões, representando um incremento anual de 8,8% [24]. De acordo com a classe de consumo e a localização geográfica, a taxa de participação de medidores inteligentes apresenta variações.

Por exemplo, nos Estados do Centro Leste (Alabama, Kentucky, Mississippi e Tennessee – população total de, aproximadamente, 19 milhões de habitantes), a participação de medidores inteligentes alcança 74,7% do total.

Por outro lado, na região da Nova Inglaterra (Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont – população total de, aproximadamente, 15 milhões de pessoas), a participação de medidores inteligentes alcança, apenas, 23% do total.

A União Europeia vem desenvolvendo uma série de políticas públicas, almejando a modernização do parque de medição, com a substituição de medidores eletromecânicos por medidores inteligentes.

A primeira delas foi implementada em 2009, a Diretiva 2009/72/CE, ao recomendar que cada Estado-Membro realizasse uma análise de custo-benefício na implantação de medidores inteligentes e, caso fosse verificada viabilidade comercial, seriam implementadas políticas públicas e planos para viabilizar a troca. A meta era atingir, pelo menos, 80% de implementação de medidores inteligentes até 2020.

Em 2014, ocorreu a divulgação de um plano oficial, com relatório de *benchmarking* da viabilidade e oportunidades na modernização do parque de medição. Uma nova meta foi estabelecida, a nível da União Europeia, para atingir uma taxa de penetração de 72% de medidores inteligentes até 2020 [39].

Os seis principais benefícios para a troca seriam possibilitar a:

- Implementação de tarifas dinâmicas com sinalização do preço da energia em tempo real;
- Digitalização, fomento a inovação e estabelecimento de novos serviços e produtos;
- Participação dos consumidores em programas de resposta da demanda;
- Digitalização e otimização da rede de distribuição;
- Integração de recursos energéticos descentralizados;
- Aprimoramento de políticas para auxiliar consumidores vulneráveis;
- Apoio à eficiência energética.

Cada país se comprometeu e implementou ações específicas em prol dessa diretriz. Os resultados alcançados não foram tão ambiciosos, mas, até dezembro de 2021, 54% dos consumidores europeus já possuíam um medidor inteligente, em um total de 123 milhões de medidores, a um custo de €172,00/medidor.

Até 2024, espera-se alcançar mais de 70% de implementação, instalando mais 223 milhões de medidores, a um investimento de cerca de € 38 bilhões.

Analisando país a país, conforme apresentado na Figura 37, a taxa de implantação de medidores inteligentes atingiu, pelo menos 98%, na Dinamarca, Estônia, Espanha, Finlândia, Itália e Noruega e entre 88% e 93% em Luxemburgo, Malta, França, Holanda e Eslovênia.



Figura 37 – Implementação dos medidores inteligentes de eletricidade – 2021 (%).

Fonte: ACER/CEER.

Em todos os Estados-Membros da União Europeia, a distribuidora de energia elétrica é o agente responsável pela aquisição, instalação, manutenção e leitura do medidor inteligente. No Reino Unido, por outro lado, o modelo implementado foi diferente e o fornecedor de energia elétrica é o agente responsável por essas atividades.

Para ilustrar algumas medidas implementadas na Europa para incentivar a modernização do parque de medição, será analisado o mercado na Dinamarca.

5.3.1 Análise de caso: Dinamarca e a totalidade de medição inteligente

Na Dinamarca (e assim como em todos os demais países membros da União Europeia), as distribuidoras são as responsáveis pela aquisição, instalação e manutenção dos medidores inteligentes, além da coleta e armazenamento dos dados de medição, sendo denominadas de “metering point master data”.

Cabe a esses agentes definir metas e condições para a implementação desses equipamentos, assim como podem, caso desejem, subcontratar empresas específicas para realizar a troca de medidores. O valor do medidor possui um preço-teto máximo regulatório, sendo o investimento da distribuidora incorporado à tarifa do consumidor final, durante um período máximo de 04 anos.

Importante mencionar que a instalação desse medidor não implica na automatização da residência e nos eletrodomésticos do consumidor, sendo esse tipo de serviço fornecido por outras empresas, sem conexão com a distribuidora.

Em prol da otimização da organização e garantia da segurança de dados e da privacidade dos agentes, em 2013, foi implementada o *DataHub*, um sistema de TI central e independente onde as leituras dos medidores devem ser armazenadas, sendo que a operação e manutenção do sistema é de responsabilidade da *Energinet*³⁵, empresa pública independente, atrelada ao Ministério Clima e Energia, e ao agente de transmissão da Dinamarca. Além de coletar e armazenar grande volume de dados - consumo e preços de todos os consumidores, em um total de 3,3 milhões de medidores – conforme Figura 38, o *DataHub* também é responsável pela comunicação de dados entre os agentes do mercado, conectando-os.

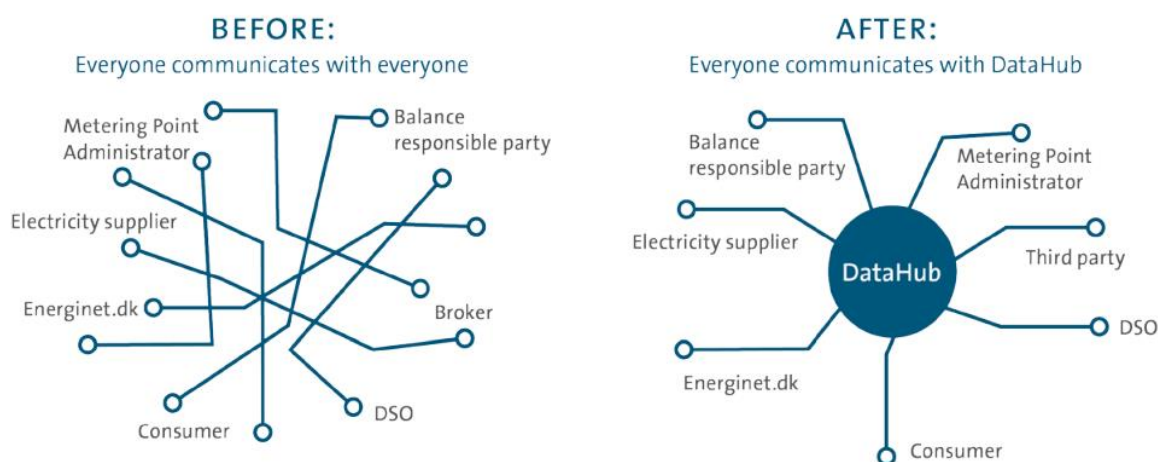


Figura 38 – Esquema ilustrativo da função do DataHub.

Fonte: Energinet [40].

Desde 2016, os comercializadores varejistas substituíram as distribuidoras como ponto focal dos consumidores com qualquer necessidade relacionado ao setor elétrico, sendo estabelecido o modelo *supplier-centric* [41].

³⁵ <https://en.energinet.dk/energy-data/datahub/>, acessado em 04 de fevereiro de 2023.

Esse modelo facilita a integração do consumidor, já que este recebe uma única conta de energia e realiza o pagamento tanto da parcela de geração, como também do serviço-fio, além de impostos, taxas e eventuais encargos.

Conforme Figura 39, o modelo funciona da seguinte maneira:

- Ambiente Físico – linhas contínuas: os dados de medição dos consumidores são coletados pelas distribuidoras e, juntamente com informações sobre tarifa de distribuição e demais taxas e encargos, são enviados ao *Datahub*. Nesse sistema, incorporam-se os dados oriundos da *Energinet*, agente de transmissão, sobre tarifas de transmissão e dados do mercado atacadista. Por fim, todas essas informações são acessadas e consolidadas pelo supridor de energia elétrica, que realiza o faturamento e processamento da fatura do consumidor final.
- Ambiente financeiro – linhas tracejadas: o consumidor final realiza o pagamento de uma única fatura, ficando a cargo do supridor de energia elétrica, a realização do pagamento ao agente de transmissão e aos agentes de distribuição. Com relação aos impostos e taxas, cabe a cada agente de distribuição realizar esse repasse.

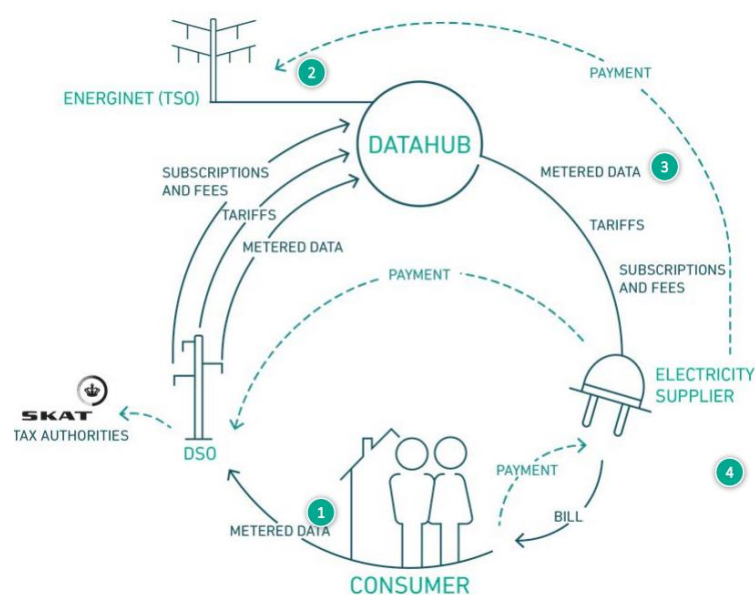


Figura 39 – Esquema ilustrativo do modelo supplier-centric.

Fonte: Energinet [40].

Com relação à troca de fornecedores, observa-se que a propensão à mudança é extremamente baixa na Dinamarca. O que move a população é ter a segurança da compra de energia elétrica de fontes renováveis, mesmo pagando um valor adicional por essa escolha.

5.4 Lições Aprendidas para o Mercado Brasileiro

Para garantir o sucesso do novo modelo regulatório para o setor elétrico brasileiro é essencial realizar campanhas de conscientização da sociedade para o entendimento dos benefícios, das oportunidades e dos riscos associados à migração para o ambiente livre.

Decorrente da complexidade e falta de transparência, existe hoje certa desconexão de grande parte da população com relação aos temas do setor, sendo o consumidor final passivo às ações do poder concedente, sejam positivas ou negativas. Frequentemente, o entendimento máximo é simplificar todo o arcabouço regulatório e comparar o aumento das tarifas praticadas com a inflação do mesmo período.

Tal cenário deve ser aprimorado. A expansão do mercado livre só será virtuosa se garantir o engajamento do consumidor final no setor. Por não se tratar de uma abertura compulsória, os consumidores deverão exercer seu direito à migração e, com base na experiência internacional, mesmo em mercados maduros, a inércia dos consumidores ainda é elevada. Ainda que essas campanhas possam ser realizadas de maneira centralizada pelo poder concedente, é mais factível que as associações do setor elétrico, representando todos os agentes de determinada classe, ou mesmo os próprios agentes varejistas sejam responsáveis por essa ação, uma vez que serão diretamente beneficiados pela migração e aumento do número de clientes.

Além disso, ao abrir o mercado à ampla concorrência, será necessário monitorar o poder de mercado das empresas. É uma falácia assumir que a mera abertura e migração ao ambiente livre proporcionará preços mais atrativos que o ambiente cativo. Tal fato acontece se for estabelecido um mercado competitivo, com as empresas dispostas a ofertar os melhores serviços e produtos e os consumidores estando aptos a negociarem com uma gama variada de fornecedores.

Por fim, para usufruir de todos os benefícios do mercado livre, os consumidores devem ter acesso a um sistema de medição moderno, com a correta sinalização e em tempo real do preço da energia.

Existem hoje no Brasil cerca de 65 milhões de medidores eletromecânicos que deverão ser substituídos por medidores inteligentes. Tanto os comercializadores varejistas como as distribuidoras podem ser responsáveis por essa troca, porém, com base na experiência internacional, é mais comum as distribuidoras assumirem essa atividade. Sendo assim, é necessário estabelecer um plano de ação em como essa substituição será realizada, em qual prazo e como será o mecanismo de remuneração.

Com base na experiência internacional, o consumidor final deve remunerar a distribuidora, através da tarifa, pelo novo medidor instalado, em um prazo que pode alcançar até 05 anos após a substituição.

Por outro lado, em um país como o Brasil, com realidades sociais tão distintas, esse modelo de remuneração pode funcionar para parte dos consumidores, mas pode existir um grupo que não queira, que não aceite pagar pela troca ou que, de fato, não possa arcar com os custos de um medidor inteligente (consumidores baixa renda, por exemplo).

Sendo assim, uma possibilidade a ser estudada pela distribuidora, seria dividir sua área de concessão em diferentes nichos e avaliar os consumidores mais propensos a concordarem com a troca e com a remuneração do novo medidor, iniciando o processo de substituição dos medidores nesses nichos.

Nesse contexto, é essencial que o consumidor seja informado dos benefícios dessa ação. A estruturação de programas de resposta da demanda, onde o consumidor poderá ser remunerado ou observar um desconto no preço da energia pela redução em seu consumo, e a possibilidade de obter a gestão remota através de seus aparelhos eletrônicos contribuirão para impulsionar a troca de medidores e a migração para o ambiente livre.

Capítulo VI

Contexto Brasileiro e os “Contratos Legados”

Em prol da transparência e da modicidade tarifária, o marco regulatório introduzido pela Lei 10.848/2004 define que a contratação de energia no ambiente regulado deve ser baseada no mecanismo de leilões de energia

Os trâmites são do tipo reverso, ou seja, o preço inicial é fixado e os lances são decrescentes, estimulando a concorrência. Os vendedores vencedores (agentes de geração) celebram contratos bilaterais com os agentes compradores (agentes de distribuição).

Conforme apresentado na Figura 40, a governança do sistema de leilões é regida pelo MME, que estabelece as diretrizes para cada leilão com base em estudos preparados pela EPE e ONS.

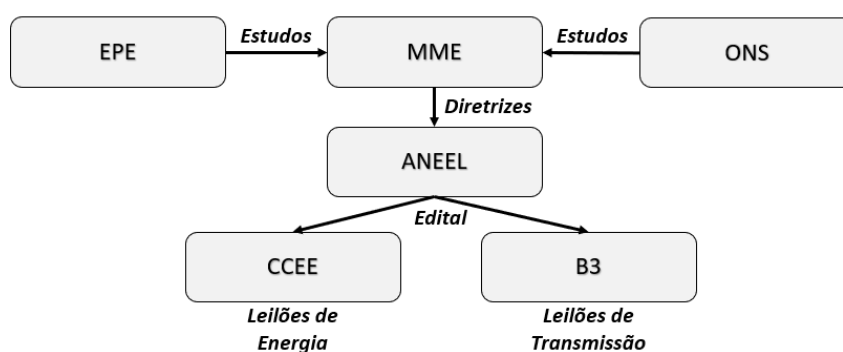


Figura 40 – Governança dos leilões de energia.

Fonte: Elaboração própria com base no Instituto Acende Brasil [42].

Uma vez publicada as diretrizes do leilão nas Portarias do MME, a ANEEL elabora o edital e o modelo dos contratos a serem firmados. Antes de estabelecer o Edital definitivo e os contratos padrões, a ANEEL coloca minutas do Edital e seus respectivos contratos em Consulta Pública para colher as contribuições da sociedade. Uma vez definido o Edital e contratos padrões, a ANEEL delega a execução do leilão para a CCEE nos casos de contratação de energia; e para a B3, no caso de contratação de linhas e demais instalações de transmissão [42].

O modelo de contratação concebido buscou assegurar que o atendimento à carga fosse integralmente suprido por meio dos contratos regulados e que era responsabilidade das distribuidoras garantir o atendimento da totalidade da carga de sua área de concessão.

Conforme apresentado na Figura 41, riscos de subcontratação (abaixo de 95%) ou sobre contratação (105%) não são repassados aos consumidores e foi definida a faixa ideal de contratação das distribuidoras como sendo entre 100% e 105%.

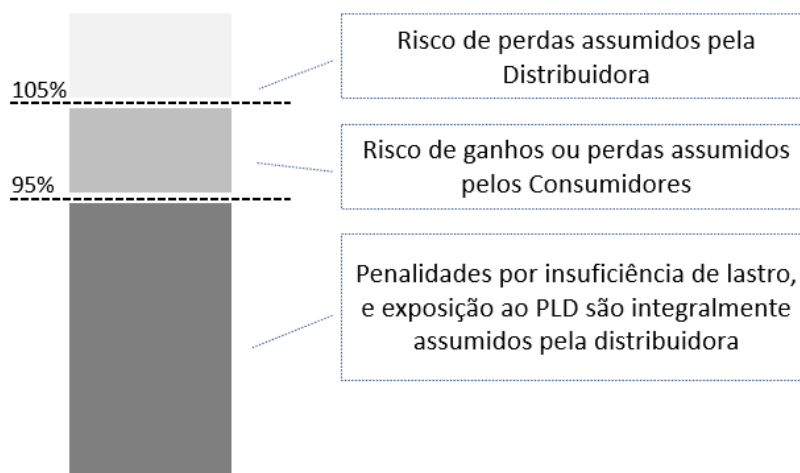


Figura 41 – Esquema ilustrativo dos possíveis níveis de contratação de uma Distribuidora e os respectivos riscos alocados.

Fonte: Elaboração própria.

Com relação à contratação de energia, existem duas modalidades principais:

- Leilões Energia Existente (LEE): para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, com entrega iniciada no mesmo ano ou até no quinto ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de, no mínimo, 1 e, no máximo, 15 anos; e
- Leilões de Energia Nova (LEN): para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, com entrega iniciada a partir do terceiro e até o sétimo ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos. Possuem a finalidade de promover a expansão do parque de geração uma vez que os tramites são restritos à participação de usinas que não tenham entrado em operação comercial ou que constituem acréscimo de capacidade de uma usina existente.

Para adequações pontuais existem os Leilões de Ajuste que têm por objetivo complementar os montantes de energia contratados nos leilões de energia nova ou existente. Considerando que o início de entrega da energia elétrica deve ser realizado no prazo máximo de quatro meses, a contar da realização do leilão, trata-se de um mecanismo de mitigação de risco para as distribuidoras para possibilitar um “ajuste fino” na contratação para pleno atendimento da carga.

Com relação aos contratos firmados, existem duas modalidades principais: (i) contratos por quantidade, no qual o vendedor é responsável pela entrega da quantidade de energia contratada no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração; e (ii) contratos por disponibilidade, no qual o vendedor recebe uma receita fixa para garantir que a usina esteja disponível para despachar e, em caso de despacho acima da inflexibilidade, recebe uma receita variável.

O cronograma para a realização dos leilões tem por base o ano “A”, que corresponde ao ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelas distribuidoras. Por exemplo, um LEN A-4 deve ser realizado no quarto ano anterior ao ano “A”, para compra de energia de novos empreendimentos de geração - ou seja, se realizado em 2022, terá início do suprimento em 2026.

Cabe ressaltar que existem outros tipos de leilões, mas que por razões diversas, conforme mencionado a seguir, não vêm sendo mais implementados. Semelhante aos moldes de um leilão de energia nova, com o intuito de ampliar a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional, os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) eram restritos à participação de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), parques eólicos e termelétricas a biomassa. Com a queda dos preços da energia de fontes renováveis, aumento da competitividade e não sendo mais necessária essa “reserva de mercado”, atualmente todas as fontes competem nos LEE ou LEN.

Já os Leilões Estruturantes são destinados à contratação de projetos de grande porte, que devem ser indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo Presidente da República. Mediante essa modalidade, até 2017, foram licitadas as hidrelétricas de Santo Antônio (capacidade instalada de 3.568 MW), Jirau (capacidade instalada de 3.750 MW) e Belo Monte (capacidade instalada de 11.233 MW).

Por fim, os Leilões de Energia de Reserva (LER) foram implementados com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento no SIN e foram restritos a contratação de PCHs, parques eólicos e termelétricas a biomassa.

Nesses trâmites, de maneira diferente dos demais leilões mencionados, a CCEE representa os agentes de consumo, centraliza a relação contratual entre as partes e realiza a gestão da Conta de Energia de Reserva (CONER). A contratação da energia de reserva é celebrada nos Contratos de Energia de Reserva (CER), firmados entre os vencedores do leilão e a CCEE, em nome dos consumidores. Os custos da geração desta energia são cobrados pelo Encargo de Energia de Reserva (EER) e rateados entre todos os consumidores do SIN. O último LER ocorreu em 2016.

De acordo com dados da CCEE e conforme apresentado na Figura 42, entre 2005 a 2022, contratou-se o volume total de 1.159 GWm, através de 86 leilões de energia, sendo 32 leilões de energia nova (volume total de 671.973 MWm a preço médio de R\$ 276,56/MWh), 9 leilões de energia de reserva (volume total de 86.013 MWm a preço médio de R\$ 298,84/MWh), 26 leilões de energia existente (volume total de 188.977 MWm a preço médio de R\$ 207,02/MWh), 3 leilões estruturantes (volume total de 173.716 MWm a preço médio de R\$ 175,42/MWh), 3 leilões de fontes alternativas (volume total de 20.214 MWm a preço médio de R\$ 301,98/MWh) e 13 leilões de ajuste (volume total de 5.077 MWm a preço médio de R\$ 422,49/MWh).

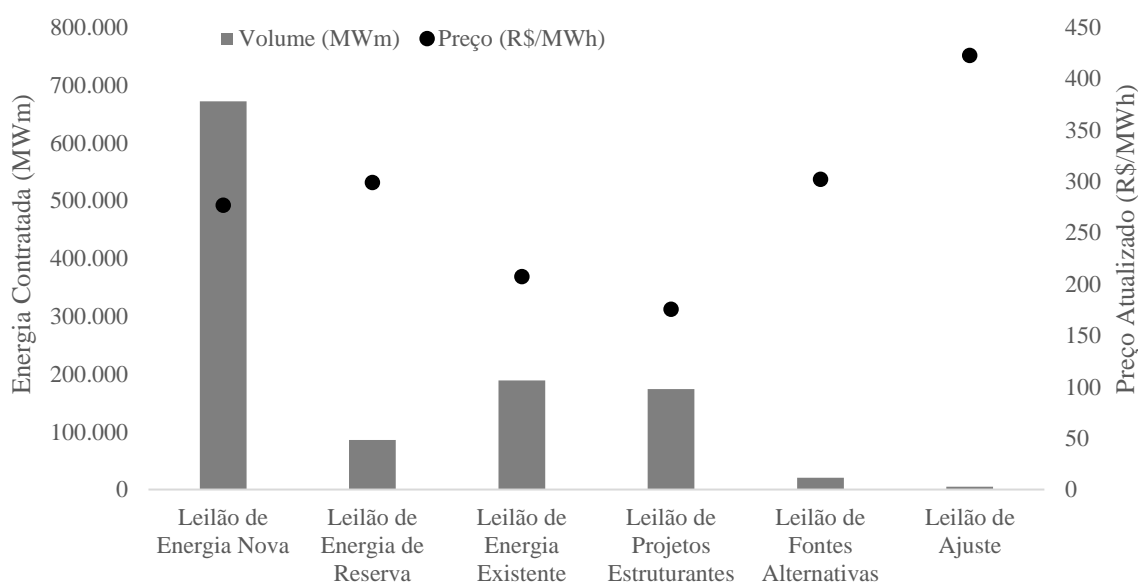


Figura 42 – Evolução da contratação de energia de todas as Distribuidoras por tipo de leilão.

Fonte: CCEE.

Já com relação os contratos, considerando contratação bilateral, onde cada agente de geração deve assinar um Contrato de Comercialização de Energia Regulada (CCEAR) com cada distribuidora, no montante comercializado em cada leilão, existem hoje mais de 40.000 documentos firmados.

O resultado de todos os leilões já realizados pode ser encontrado no site da CCEE³⁶ e existem artigos, dissertações e teses que apresentam avaliações e propostas robustas de aprimoramentos sobre o tema [10] [43] [44].

Além dos leilões, as distribuidoras também podem receber energia por meio de algum regime regulado diretamente pela ANEEL, como as Cotas de Garantia Física, Cotas de Energia Nuclear, Cotas de Itaipu e Cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

Deve-se observar que as distribuidoras não possuem gestão direta com relação à composição do seu portfólio de energia e contam com uma participação praticamente aleatória para cada tipo de contrato de energia, sendo que cada contrato está associado a diferentes indexadores, como dólar, IPCA, indexadores dos combustíveis (Henry Hub, JKM etc.).

Por exemplo, a energia de Itaipu é rateada somente entre as distribuidoras das regiões Sul e Sudeste, na proporção do tamanho de seus respectivos mercados. Já para os contratos por disponibilidade das usinas termoeletricas, a contratação ocorreu de maneira situacional, conforme a necessidade de compra de energia declarada no leilão pelas distribuidoras e do conjunto de usinas vencedoras do leilão, as quais ofertaram energia ao menor custo de acordo com a política energética da época.

A Figura 43 ilustra os diferentes portfólios de três distribuidoras em 2022: (A) Enel SP, localizada no submercado Sudeste e, por isso, com alocação de energia de Itaipu; (B) CEA; e (C) Coelba, ambas localizadas no submercado Nordeste.

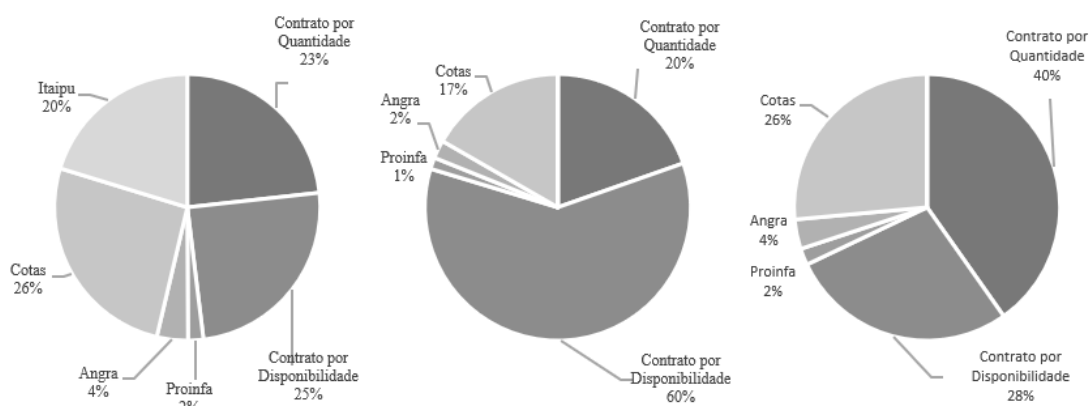


Figura 43 – Portfólio de diferentes distribuidoras em 2022: (A) Enel SP; (B) CEA; (C) COELBA.

Fonte: CCEE, ANEEL.

Resta claro que o portfólio de energia das distribuidoras não demonstra uma lógica construtiva baseada em racionalidade econômica.

³⁶ <https://www.ccee.org.br/en/dados-e-analises/dados-leilao>, acessado em 27 de junho de 2023.

Trata-se do resultado de uma combinação casuística entre as ofertas dos agentes de geração e as necessidades dos agentes de distribuição declaradas nos Leilões. Todos esses fatores impactam no preço da energia de cada distribuidora, em cada área de concessão.

Como os contratos de energia firmados entre uma distribuidora e os geradores são de longa duração, a migração de consumidores atendidos pela distribuidora para o mercado livre pode resultar num descasamento entre o montante de energia contratada e a carga a ser atendida pela distribuidora e, a depender do preço de contratação de energia, a migração poderá ocorrer com diferentes ritmos.

Atualmente existem mecanismos que possibilitam certa gestão de portfólio das distribuidoras, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e o Mecanismo de Venda de Excedente (MVE).

Ocorre que o MCSD não é efetivo quando o impacto é sistêmico e todas as distribuidoras estão sobre contratadas, por exemplo. E o MVE considera comercialização dos contratos ao preço de mercado – considerando que o PMIX (Preço de Compra médio) das distribuidoras está em torno de R\$ 250/MWh entre 2023 e 2030 e a expectativa é de PLD abaixo desse patamar, tampouco o MVE seria um mecanismo adequado.

Assim dadas as restrições impostas sobre a distribuidora para a comercialização de energia excedente há um limite para a migração ser suportada sem ocasionar um desequilíbrio contratual.

A Figura 44 apresenta o volume contratado através do mecanismo de leilões para cada fonte de suprimento. Observa-se uma redução gradativa anual do montante comercializado, porém o encerramento total se realizaria somente em 2054, sendo esse um dos principais desafios da abertura do mercado livre no contexto brasileiro: o destino dos “contratos legados” das distribuidoras.

Considerando o período de 2023 a 2030, observa-se um volume de 7.365 MWm a ser descontratado, principalmente das fontes: óleo combustível e carvão. Partindo do princípio de que existe uma latência na migração dos consumidores ao mercado livre e considerando esse volume expressivo a ser descontratado, os próximos anos se configuram como uma possível “janela de oportunidade” para que ocorra a expansão total do mercado livre, com benefícios ou desafios diferentes a depender do portfólio da distribuidora e de sua área de concessão.

Além disso, está em discussão uma proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031, em um total de 20 distribuidoras, conforme Tabela 6.

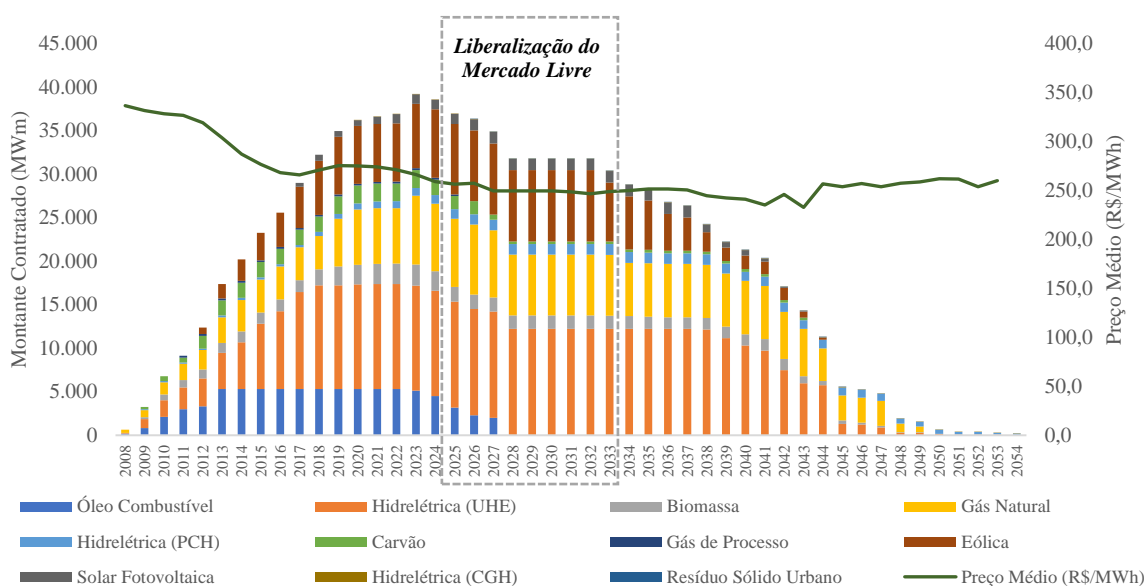


Figura 44 – Evolução da contratação de energia de todas as Distribuidoras por tipo de fonte.

Fonte: CCEE.

Tabela 6 – Características das distribuidoras com contratos de concessão com vencimento entre 2025 e 2031.

Ano de vencimento	Número de Concessões a Vencer	Nº de Clientes (mil)	Mercado (GWh)
2025	1	1.620	9.340
2026	2	6.659	36.066
2027	7	18.628	91.264
2028	6	20.557	107.034
2030	3	6.618	21.082
2031	1	1.483	4.587
TOTAL	20	55.565	269.373

Fonte: MME.

A princípio, seria uma prorrogação não onerosa por mais 30 anos mediante aprimoramento na qualidade do serviço prestado e obrigações de investimentos. A ANEEL ficaria encarregada de elaborar uma minuta do termo aditivo ao contrato de concessão, contendo cláusulas de sustentabilidade concessão, econômicas e sociais.

Como a eventual solução do destino dos “contratos legados” com a liberalização do mercado livre impacta na atratividade do serviço de distribuição, o interesse na renovação das concessões pode ser maximizado caso esse tratamento seja sinalizado no curto prazo.

6.1 Cronograma Proposto para a Liberalização do Mercado Livre

Conforme Portaria 50/2022, a partir de 2024 serão elegíveis à migração ao mercado livre todo o “Grupo A” das distribuidoras.

Essa possibilidade, aliada aos potenciais consumidores que já poderiam exercer seu direito à migração, mas que ainda não aderiram, representam um mercado de 183 mil unidades consumidoras, em um total de 7,2 GWm, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Número de unidades consumidoras (UCs) e consumo médio (MWm) de consumidores “Grupo A” atendidos pelas Distribuidoras.

Classe	Quantidade de UCs	Consumo (MWm)
A1	2	8,7
A2	152	269,8
A3	9.158	655,5
A4	173.641	6.362,7
TOTAL	182.953	7.296,7

Fonte: ANEEL.

Em termos de representatividade, é interessante observar que 88% das unidades consumidoras do “Grupo A” estão no mercado cativo, mas correspondem a um volume residual de apenas 22%, conforme Figura 45.

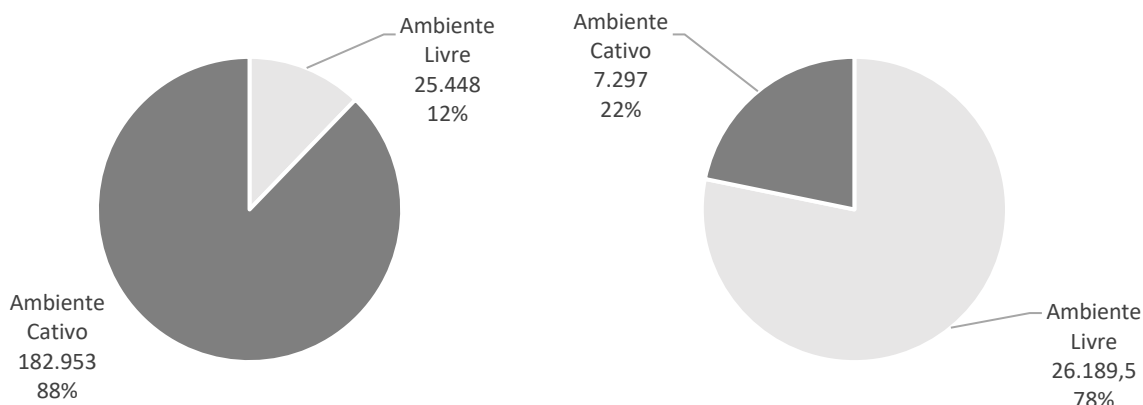


Figura 45 – Mercado “Grupo A” no ambiente livre e cativo: (a) número de unidades consumidoras; e (ii) volume (MWm).

Fonte: CCEE.

Conforme também consta na Portaria 50/2022, tal cenário evidencia a importância da obrigatoriedade de migração mediante um agente varejista, uma vez que se trata de uma gama de consumidores de menor porte e que não teriam condições de arcar com todas as responsabilidades e riscos de se tornarem um agente da CCEE.

Considerando a migração de todas essas unidades consumidoras, o mercado livre alcançaria um volume de aproximadamente 34 GWm, representando 46% do consumo total do SIN.

Por outro lado, é importante avaliar o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) uma vez que um consumidor que tenham investido nesses sistemas teria uma probabilidade menor de migrar ao ambiente livre. Além disso, a geração da MMGD representa um abatimento direto da carga das Distribuidoras, contribuindo para um impacto na sobre contratação de energia.

Segundo dados da EPE, em 2022, existiam cerca de 73 mil unidades consumidoras do “Grupo A” que haviam investido em MMGD em uma potência total de 3.160 MW. Considerando um fator de capacidade médio de 16,5%, isso representaria uma geração de aproximadamente 500 MWm.

Tabela 8 – Número de unidades consumidoras (UCs) e potência (MW) de consumidores “Grupo A” com investimentos em MMGD.

Classe	Quantidade de UCs	Potência (MW)
A1	1.883	45
A2	505	17
A3	7.927	433
A4	61.690	2.646
AS	1.706	19
TOTAL	73.711	3.160

Fonte: Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída - EPE.

Sendo assim, descontando as unidades do “Grupo A” com investimentos em MMGD, o potencial máximo de migração ao ambiente livre seria de 109.242 unidades consumidoras, com um volume aproximadamente 6.800 MWm.

Com relação à liberalização completa do mercado livre, ainda não existe um cronograma de abertura que contemple os consumidores atendidos em baixa tensão, “Grupo B”.

Por outro lado, conforme mencionado anteriormente, o período entre 2023 e 2030 parece ser promissor, devido ao grande volume de contratos cujo horizonte de atendimento se encerra nesse período.

Assim, será realizada uma avaliação mais ampla contemplando todo o portfólio de contrato das Distribuidoras: CCEARs, contratos bilaterais, cota das usinas nucleares de Angra I e Angra II, cota de Itaipu, Cotas de Garantia Física e geração própria.

6.1.1 Projeção do consumo de energia elétrica – 2023 a 2030

Com relação à projeção de consumo de energia elétrica, a proposta inicial consiste em utilizar a projeção de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) como uma aproximação para estimar o crescimento do consumo no ambiente livre de contratação. De fato, é possível observar uma correlação entre dados históricos do PIB e do crescimento do consumo no ACL, de 2015 a 2022, conforme figura a seguir.

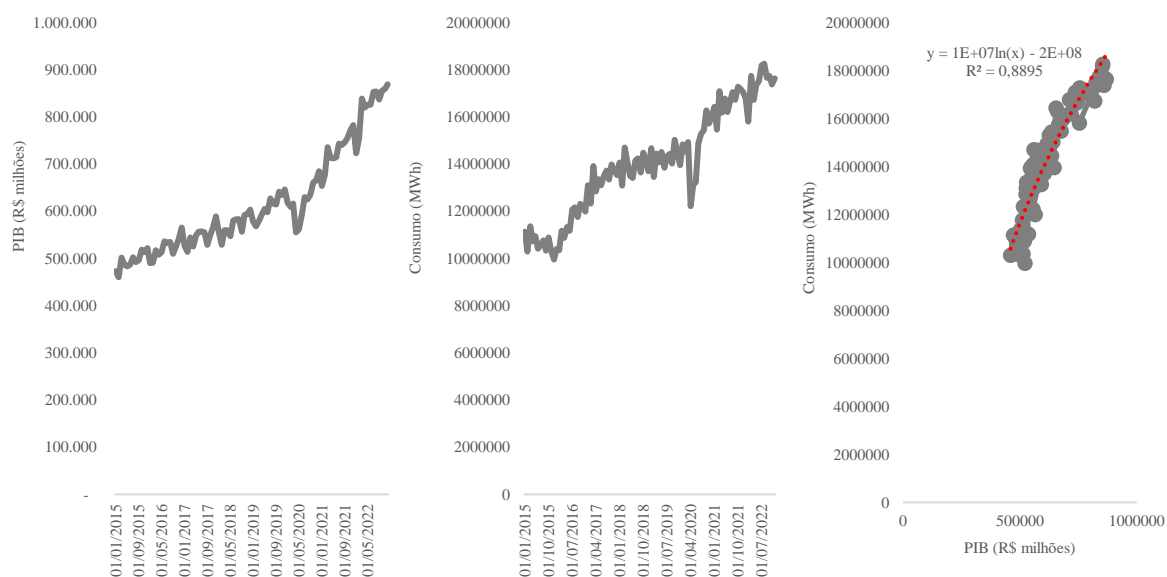


Figura 46 – Dados históricos do crescimento: (a) PIB (R\$ milhões); (b) consumo de energia elétrica no ambiente livre (MWh); e (c) regressão logarítmica: consumo vs PIB.

Fonte: BACEN/CCEE.

Para as projeções do PIB foram utilizadas as premissas do Plano Decenal de Energia (PDE) 2032. De acordo com o cenário econômico de referência e considerando dados históricos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), no curto prazo, o desempenho da economia brasileira é afetado pela inflação acima da meta e pelo patamar elevado da taxa de juros básica da economia. No médio prazo, espera-se um crescimento mais forte do PIB, impulsionado por um melhor ambiente de negócios e por investimentos mais significativos, alcançando um crescimento médio de 2,7% entre 2022 e 2032, conforme Figura 47.

Também como parte do PDE 2032, no material “Demanda de Eletricidade”, foram divulgados três cenários do crescimento do consumo no Brasil: (i) cenário pessimista: crescimento médio de 2,8% anuais; (ii) cenário base: crescimento de 3,4% anuais; e (iii) cenário otimista: crescimento médio de 4,1% anuais. Sendo assim, foi possível projetar 04 cenários do crescimento do mercado livre no Brasil de 2023 a 2030 conforme Figura 49.

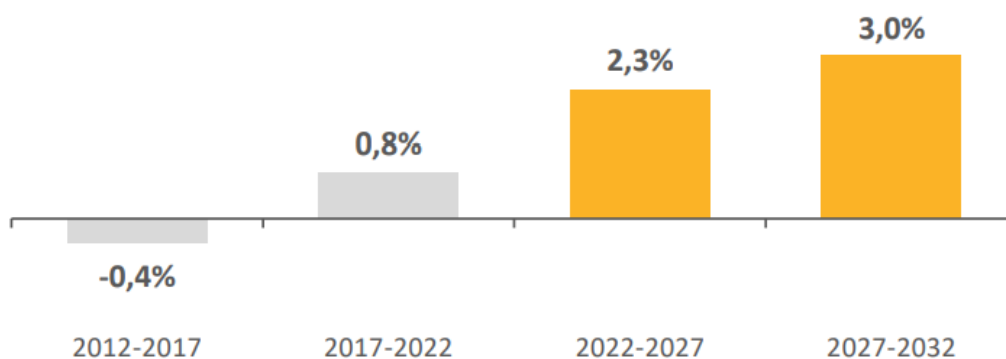


Figura 47 – Projeção crescimento do PIB - cenário econômico de referência.

Fonte: PDE 2032/EPE [45].

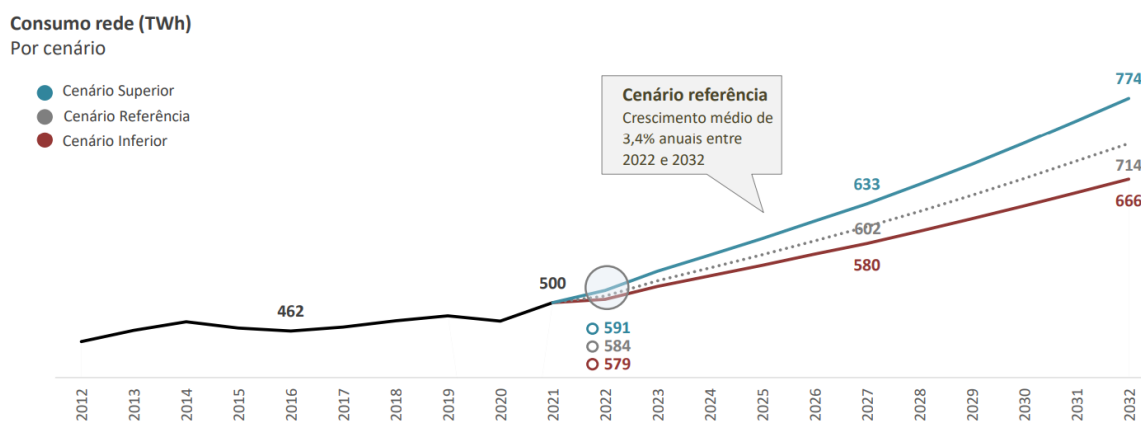


Figura 48 – Projeção consumo de eletricidade no Brasil.

Fonte: PDE 2032/EPE [46].

Para prosseguir com avaliações, será utilizado o cenário pessimista da EPE com crescimento anual de 2,8% ao ano até 2030.

6.1.2 Projeção do crescimento de MMGD

Conforme Figura 50, as premissas utilizadas para MMGD constam do material “Micro e Minigeração Distribuída & Baterias” [47] e são parte dos estudos para o PDE 2032 da EPE:

- (i) cenário otimista (TE + 100%): MMGD atingindo potência de 45,2GW com 5,8 milhões de adotantes e geração de 7,5 GWm em 2032;
- (ii) cenário referência: MMGD atingindo potência de 37,1GW com 4,8 milhões de adotantes e geração de 6,0 GWm em 2032;
- (iii) cenário pessimista (TE + 0%): MMGD atingindo potência de 29,2 GW com 3,8 milhões de adotantes e geração de 4,6 GWm em 2032.

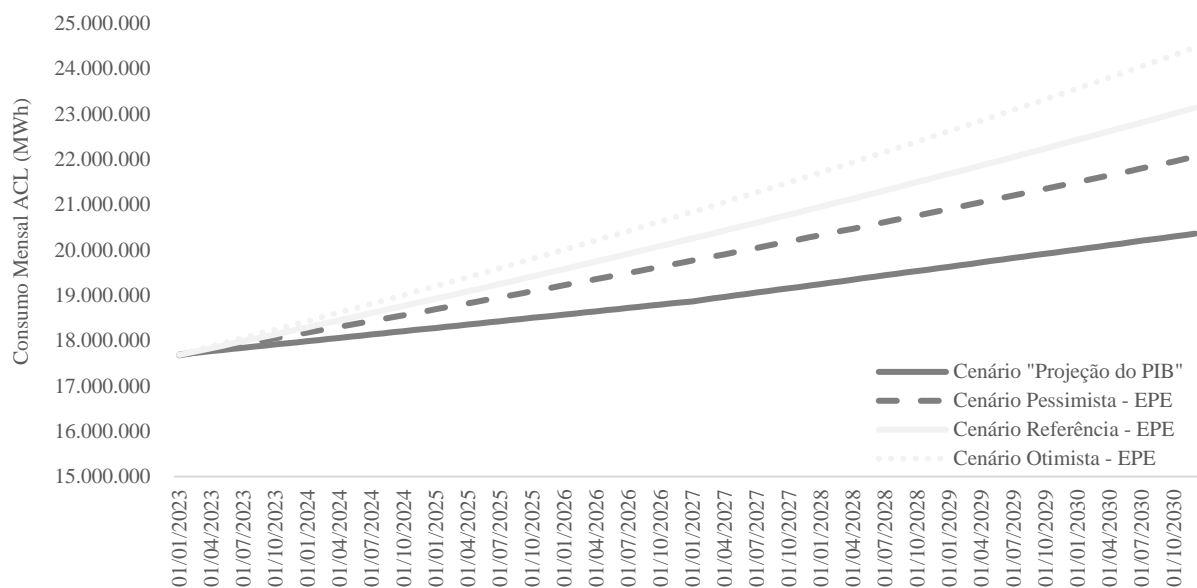


Figura 49 – Projeção consumo de eletricidade no Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE e CCEE.

(iv)

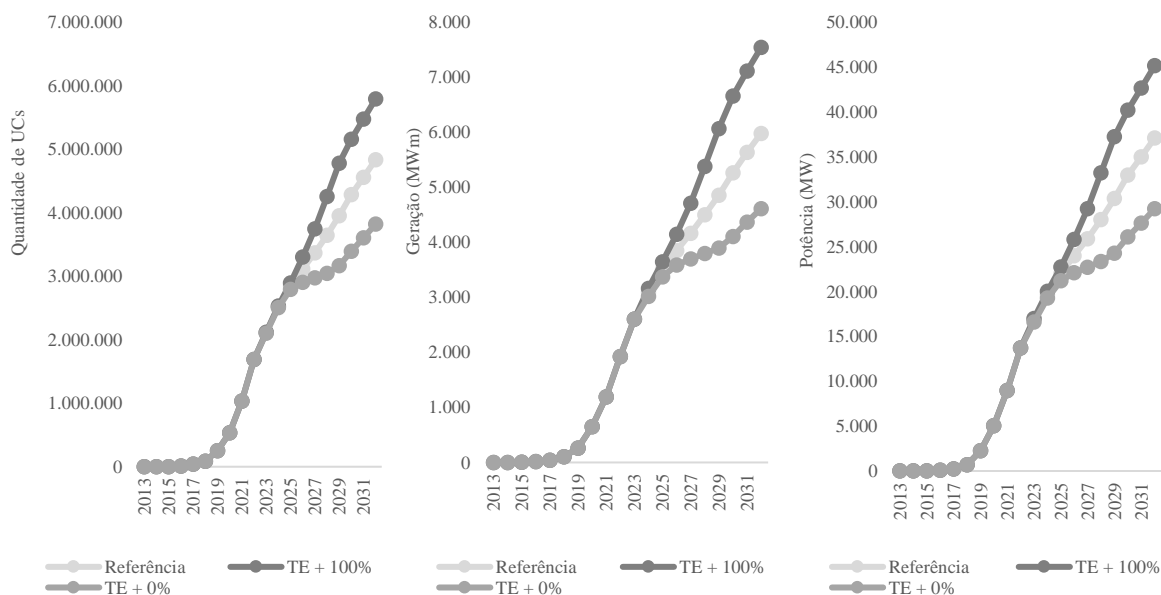


Figura 50 – Projeção de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD): (a) número de unidades consumidoras; (b) geração (MWh); e (c) potência (MW).

Fonte: Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída – EPE³⁷.

³⁷ <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pggd/> acessado em 09 de julho de 2023.

Considerando que a EPE está aperfeiçoando o modelo de projeção de GD e que, de acordo com dados da ANEEL, até o final de 2023, a potência instalada de GD pode alcançar mais de 21 GW, será utilizado o cenário otimista (“TE + 100%”) e o cenário referência para as projeções.

6.1.3 Projeção da migração do “Grupo A”

Conforme figura abaixo, com relação a velocidade de migração do “Grupo A”, três cenários foram considerados:

- (i) Cenário “cliente antenado”: migração de 100% dos consumidores elegíveis até 2030;
- (ii) Cenário referência: migração de 50% dos consumidores elegíveis até 2030;
- (iii) Cenário “cliente receoso”: migração de 20% dos consumidores elegíveis até 2030.

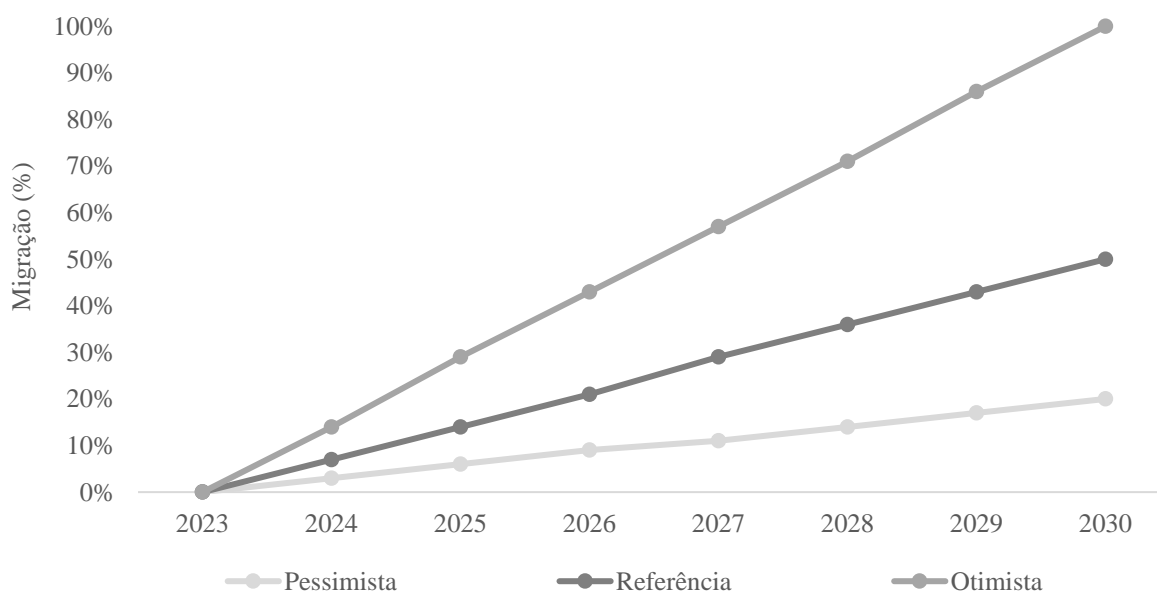


Figura 51 – Projeção de cenários de migração dos consumidores do “Grupo A”: (a) cenário “cliente antenado” – 100% em 2030; (b) cenário referência – 50% em 2030; e (c) cenário “cliente receoso” – 20% em 2030.

Fonte: Elaboração própria.

6.1.4 Contratos legados e o cronograma de abertura do mercado livre

Com base nas projeções mencionadas de crescimento da carga, crescimento da GD e velocidade de migração do “Grupo A”, três cenários principais foram vislumbrados:

- (i) Cenário 01 - crescimento de carga desconsiderando novas migrações para o ambiente livre e crescimento de GD: crescimento anual de 2,8% de acordo com cenário pessimista da EPE;

- (ii) Cenário 02 - crescimento de carga considerando novas migrações para o ambiente livre e crescimento de GD: crescimento anual de 2,8% de acordo com cenário pessimista da EPE, crescimento de GD e migrações de acordo com o cenário referência;
- (iii) Cenário 03 - crescimento de carga considerando novas migrações para o ambiente livre e crescimento de GD: crescimento anual de 2,8% de acordo com cenário pessimista da EPE, crescimento de GD de acordo com o cenário otimista e migrações de acordo com o cenário “cliente antenado”.

Conforme observado na Figura 52, por hipótese absurda, caso fosse considerado que não ocorreriam mais instalações de MMGD e nem migrações ao mercado livre, as distribuidoras já apresentariam uma subcontratação a partir de 2024. Por outro lado, considerando um cenário mais factível, com investimentos em MMGD e migração ao mercado livre, a subcontratação ocorreria a partir de 2026.

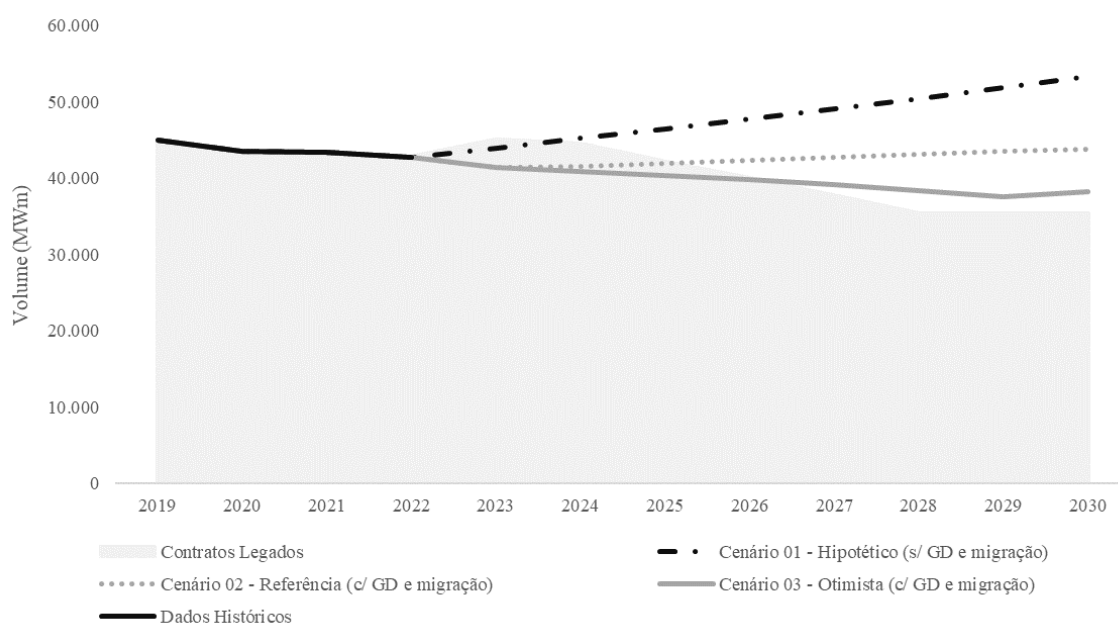


Figura 52 – Estudo para liberação do mercado livre para todos os consumidores.

Fonte: Elaboração Própria, com dados da ANEEL/CCEE

A CCEE realizou um estudo semelhante, avaliando contratos legados e cenários de migrações, e propôs um cronograma de abertura para o mercado livre iniciando em 2026 para “Grupo B – não residencial e rural” e em 2028 a flexibilização total. Sendo assim, a proposta a ser avaliada para a liberalização completa do mercado livre também considerará os marcos semelhantes à análise da CCEE.

De fato, o momento é propício para a liberação do mercado livre. E, caso não seja apresentada no curto prazo, como as distribuidoras possuem a obrigação de atendimento de 100% da sua carga na área de concessão, os leilões de energia nova podem voltar a ter demanda por energia, com novos CCEARs de longa duração sendo firmados, transpondo o ano de 2054 e perpetuando o desafio dos “contratos legados”.

Nesse sentido, caso seja necessária a realização de novos leilões, deve-se estudar a diminuição no período de contratação para, no máximo, 15 anos, considerando o ano de 2054 como limítrofe para o encerramento de todos os CCEARs.

6.2 Liberalização do Mercado Livre e a Necessidade de Aprimoramentos Regulatórios

Conforme mencionado anteriormente, cada distribuidora possui um portfólio contratual específico, atrelado à diferentes tipos de preços e riscos (IPCA, câmbio, indexadores internacionais etc.), conforme ilustrado na Figura 53.

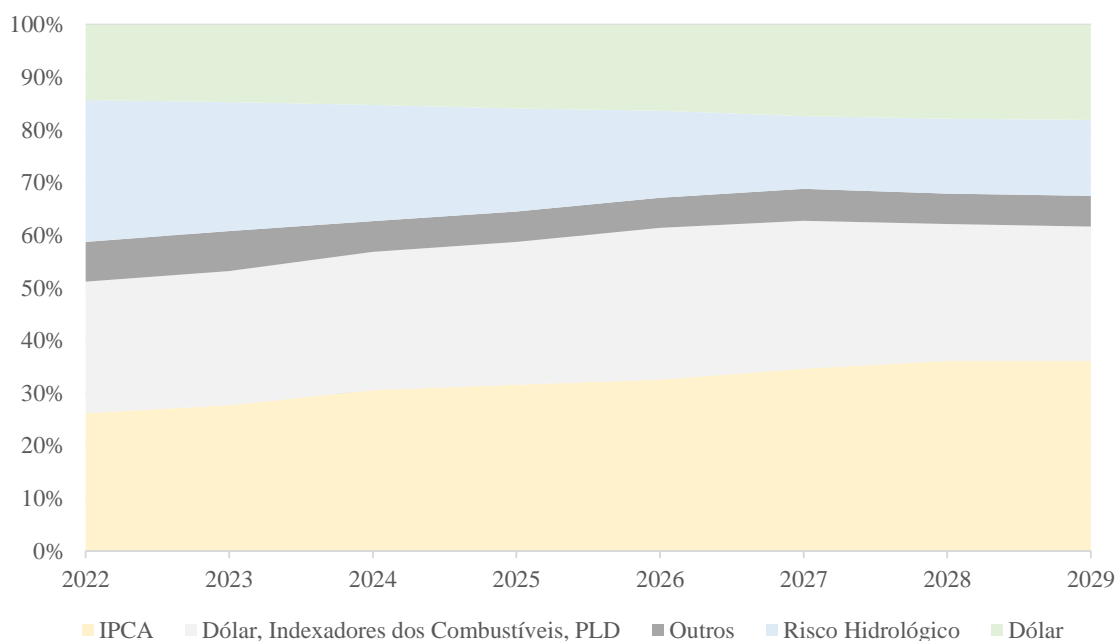


Figura 53 – Portfólio contratual e alocação de riscos.

Fonte: Elaboração Própria, com dados da ANEEL/CCEE.

Além disso, cada distribuidora conta uma área de concessão com características muito particulares, podendo ser mais industrial ou rural, por exemplo, o que resulta em uma determinada velocidade de crescimento ou contração de carga. O crescimento de GD também está atrelado ao fator locacional e à irradiação solar, sendo assim, em determinados Estados o crescimento da GD pode ser mais acelerado que em outros, impactando nas projeções do estudo.

Nesse contexto, caso seja estabelecida um cronograma de abertura sem nenhum aprimoramento regulatório para mitigar o risco do impacto da migração para as distribuidoras, poder-se-ia observar uma alocação não isonômica e casuística de prejuízos ou ganhos sistêmicos.

A Figura 54 apresenta os preços médios de todos os contratos (PMIX) por Estado brasileiro, comparando 2022 com 2029.

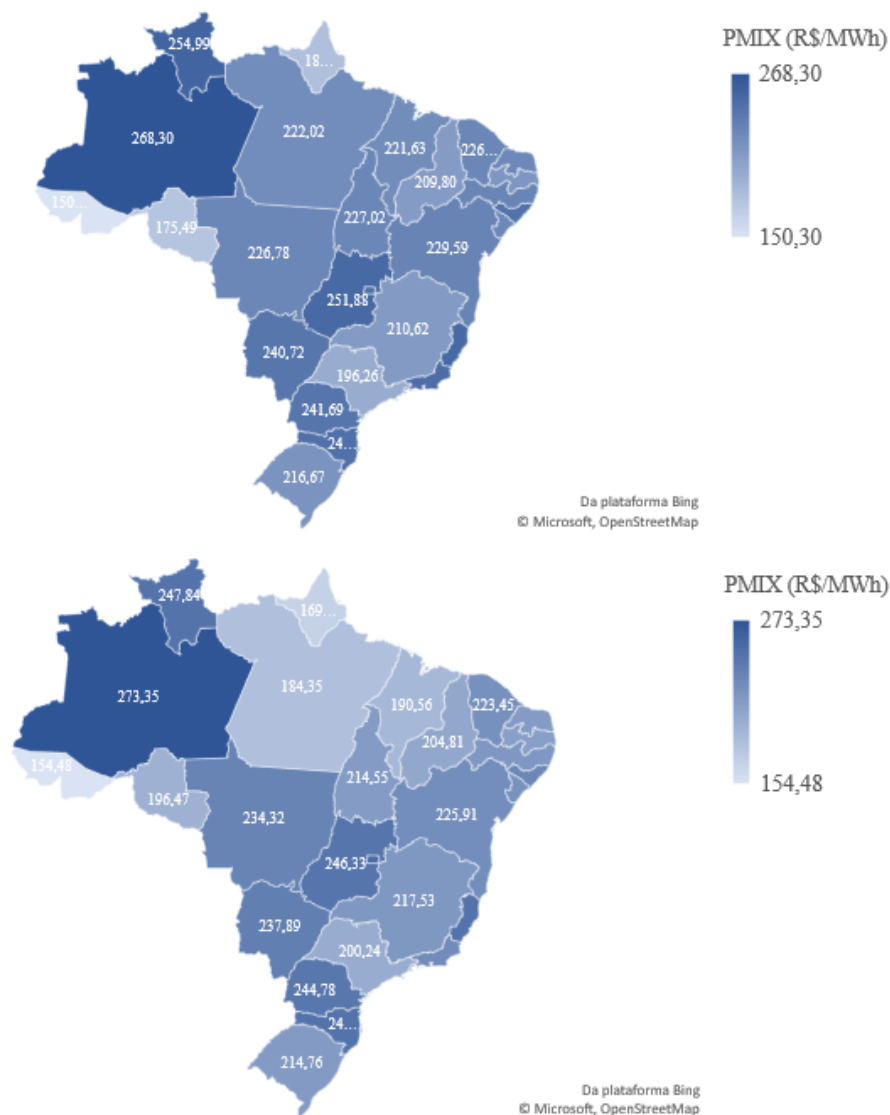


Figura 54 – PMIX (R\$/MWh) por Estado: (i) 2022 e (ii) 2029.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL/CCEE.

Em 2022, observa-se que a média nacional em R\$ 230,53/MWh e valores variando de R\$ 150,30/MWh a R\$ 268,30/MWh. Em 2029, observa-se a projeção de que a média nacional estaria em R\$ 227,63/MWh, com variação entre R\$ 154,48/MWh e R\$ 273,35/MWh.

Considerando a abertura do mercado livre e a migração dos consumidores, o custo dos contratos legados para a distribuidora representa a diferença entre o PMIX (R\$/MWh) do portfólio contratual e o preço do mercado de curto prazo, multiplicado pelo montante de sobre contratação do mercado regulado. Esta diferença pode ser positiva (custo) ou negativa (receita) e variará ao longo do tempo.

Assim, as alternativas para o tratamento dos contratos legados envolvem uma discussão sobre a alocação desta diferença nos: (i) acionistas das distribuidoras; (ii) consumidores regulados; (iii) consumidores livres e regulados; (iv) em um aporte do Tesouro; ou em uma combinação dessas diferentes opções.

A opção de aporte do Tesouro se configura como a menos provável. Ainda que dois aportes tenham sido realizados após a MP579/2012, analisando as propostas de mitigação de impacto ao consumidor na crise hídrica de 2015 e 2016 com a criação da “Conta-ACR” ou a mitigação do impacto da crise da COVID-19 com a criação da “Conta-COVID”, a solução implementada baseou-se na realização de empréstimos bancários. Já na crise hídrica de 2021, buscou-se a contratação emergencial de usinas termoelétricas através do Programa de Contratação Simplificada (PCS).

A opção de impacto nos acionistas das distribuidoras tampouco faz sentido. Em linhas gerais, a responsabilidade da contratação de energia para atendimento ao mercado cativo deve garantir neutralidade para as distribuidoras. Esses agentes não são remunerados pela atividade (e seu risco) de comprar energia para seus clientes, sua remuneração é baseada apenas na atividade de investir, operar e manter os ativos da rede de distribuição, ou seja, no serviço-fio. A migração para o ambiente livre não se trata de algo gerenciável e, por isso, deve ser tratada como uma sobre contratação involuntária.

Por outro lado, tratar a migração como sobre contratação involuntária e alocá-la aos consumidores cativos pode causar uma “espiral da morte”. Considerando que a migração para o mercado livre ocorre principalmente devido aos preços serem mais atrativos, alocar os custos dos contratos legados nos próprios consumidores regulados aumentará a tarifa de energia, incentivando ainda mais a migração e alocando mais custo nos consumidores remanescentes, até o ponto da insustentabilidade.

Indo além, considerando que quanto maior o PMIX, mais atrativa deve ser a migração, é esperado que as distribuidoras com PMIX mais elevados sejam justamente as mais impactadas e observem as maiores taxas de migração.

6.3 Proposta de Centralização dos Contratos Legados

Para evitar desequilíbrios contratuais, propõe-se a centralização dos contratos do mercado regulado na figura do centralizador de contratos, cuja principal função seria a gestão do portfólio global do ambiente regulado, equilibrando o nível de contratação das distribuidoras.

Poderia ser criada uma entidade no setor elétrico, o Operador Nacional de Mercado (ONM), ou, de maneira mais simplificada, a CCEE poderia exercer essa função – que seria semelhante à atividade que a CCEE já exerce nos Leilões de Energia de Reserva.



Figura 55 – Esquema ilustrativo do Operador Nacional de Mercado (ONM).

Fonte: Elaboração própria.

A proposta consiste em uma adesão compulsória, mantendo a distribuidora como contraparte contratual e respeitando as relações bilaterais, com o centralizador tendo o papel de representante. Ou seja, as Distribuidoras poderiam fazer a cessão da energia contratada ao Centralizador – através de instrumento legal específico – mas mantendo suas obrigações contratuais perante os vendedores.

A possibilidade de criação de um centralizador de contratos foi estudada pelo MME, no âmbito do GT de Modernização do Setor Elétrico, relatório “Processo de Contratação” [48].

Como vantagens apresentadas, destacam-se a equalização do PMIX das distribuidoras, mediante a gestão dos contratos, pagamentos e recebimentos, com a simplificação dos documentos fiscais, considerando a emissão de um único documento fiscal contra o mecanismo centralizado por parte dos vendedores e um único documento emitido pelas Distribuidoras.

Além disso, existirá a simplificação do mecanismo de alívio de exposição residual e a melhor caracterização da atividade “fio” das distribuidoras de energia.

Por outro lado, como desvantagens, destacam-se o possível aumento do PMIX médio para algumas distribuidoras no curto prazo, risco de co-existirem dois processos durante o período de transição e eventuais desafios tributários.

Importante mencionar que esse estudo considerava a troca de titularidade de todos os contratos firmados de cada distribuidora para o centralizador de contratos, o que traria um esforço operacional elevado. Essa é a principal razão, conforme já mencionado, que a proposta defendida por essa tese considera a cessão de energia.

Idealmente a centralização dos contratos deveria ocorrer concomitante à abertura do mercado livre, garantindo que todos os contratos estejam centralizados até, no máximo, 2026.

Com a centralização dos contratos, estabelece-se um custo médio nacional para a energia comercializada (“PMIX Brasil”), que seria o valor base para a comercialização do excedente de energia decorrente da migração dos consumidores, conforme Figura 56.

Nesse contexto, caberia regulamentação da ANEEL para adequação dos mecanismos de gestão existentes, MCS D e MVE, para atribuir a responsabilidade de gestão do portfólio ao centralizador.

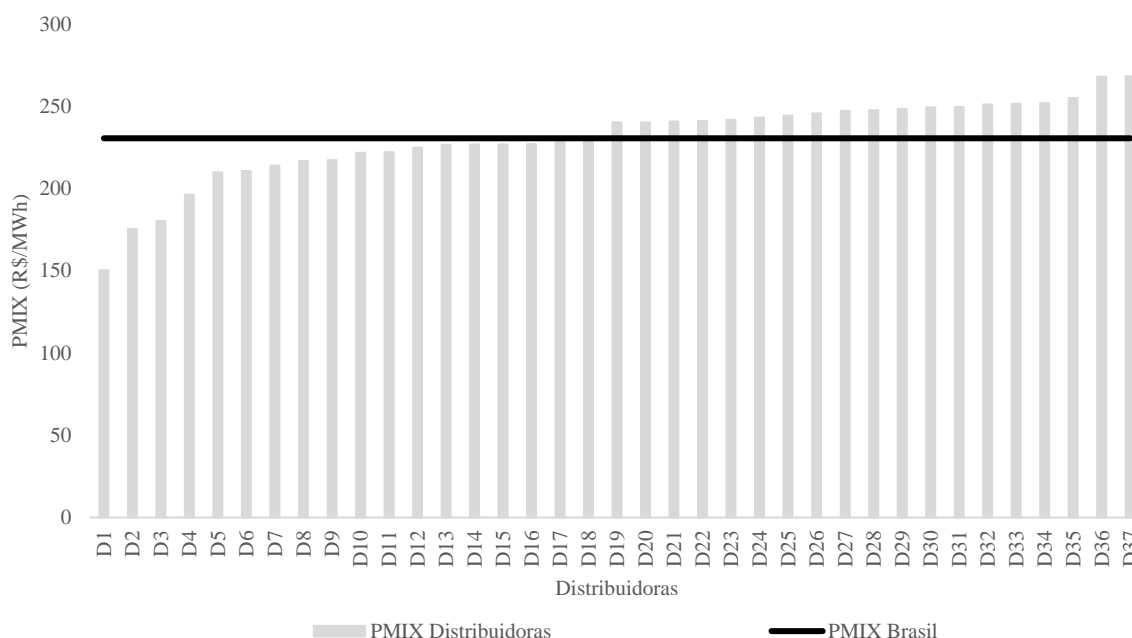


Figura 56 – Comparação PMIX por distribuidora e PMIX Brasil em 2022.

Fonte: ANEEL.

Assim, com a abertura do mercado livre, à medida que os consumidores elegíveis a migrarem ao ACL exerçam seu direito, a comercialização do volume contratual residual seria de responsabilidade do ONM.

A depender do preço do mercado no momento da comercialização e do “PMIX Brasil”, a comercialização da energia poderia gerar uma receita ou um prejuízo.

Entre 2024 e 2030, o preço médio dos contratos legados varia anualmente, alcançando uma média aproximada de R\$ 236,00/MWh.

Caso o preço de mercado vigente (*spot*) fosse inferior ao preço do contrato, seria gerado um déficit, um ônus na comercialização do excedente contratual, repassado aos consumidores – conforme Figura 57, cenário (a).

Caso o preço de mercado vigente fosse superior ao preço do contrato, seria gerada uma receita, um bônus na comercialização, repassado aos consumidores – conforme Figura 57, cenário (b).

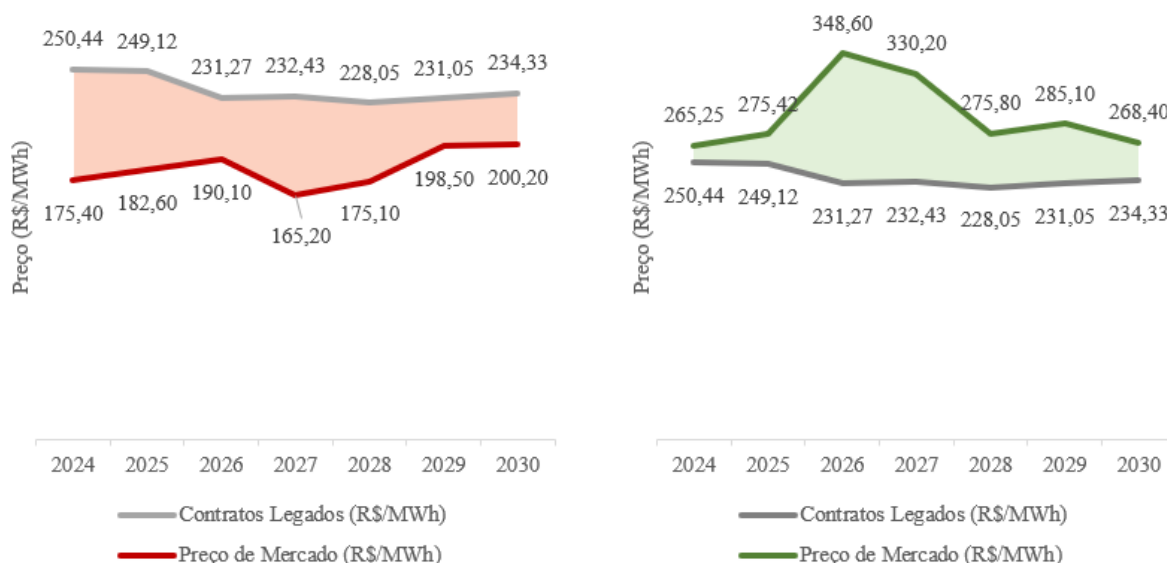


Figura 57 – Esquema ilustrativo da (a) alocação do ônus da comercialização dos contratos legados; e (b) alocação do bônus da comercialização dos contratos legados.

Fonte: Elaboração própria.

Nesse contexto, propõe-se a criação de um encargo específico para viabilizar a abertura do mercado livre. O “Encargo-ACL”, que tem como objetivo formar a “Conta-ACL”, seria responsável por garantir o rateio dos lucros ou prejuízos da comercialização dos contratos legados entre todos os consumidores, livres ou cativo.

A princípio, poder-se-ia vislumbrar que o “Encargo-ACL” deveria ser rateado somente entre os consumidores cativos, porém, à medida em que o mercado cativo “encolhe” e quantidade de consumidores pagantes (exceto baixa-renda) também diminui, o valor a ser pago individualmente aumenta. Tal situação acelera a migração ao limite de uma possível insustentabilidade, conforme já mencionado anteriormente.

Para evidenciar tal situação, será analisado o impacto da migração do “Grupo A” em dois cenários extremos - cenário “cliente antenado”: migração de 100% dos consumidores elegíveis até 2030; e cenário “cliente receoso”: migração de 20% dos consumidores elegíveis até 2030 – e três cenários possíveis de preços de mercado, considerando rateio entre todos os consumidores, livres e cativos (“mercado Brasil”), e somente entre os consumidores cativos (“mercado cativo”).

Conforme Figura 58, observa-se que, no caso extremo com migração de todo o “Grupo A” ocorrendo até 2030 de acordo com o perfil “cliente antenado”, o “encargo-ACL” iniciaria em R\$ 18,26/MWh em 2024, alcançando R\$ 76,68/MWh em 2030, considerando cenários de preços de mercado abaixo de R\$ 150,00/MWh e encargo rateado somente com os consumidores do mercado cativo.

Já considerando rateio entre todos os consumidores do SIN, livres e cativos, o “encargo-ACL” alcançaria R\$ 11,42/MWh e R\$ 39,64/MWh, respectivamente.

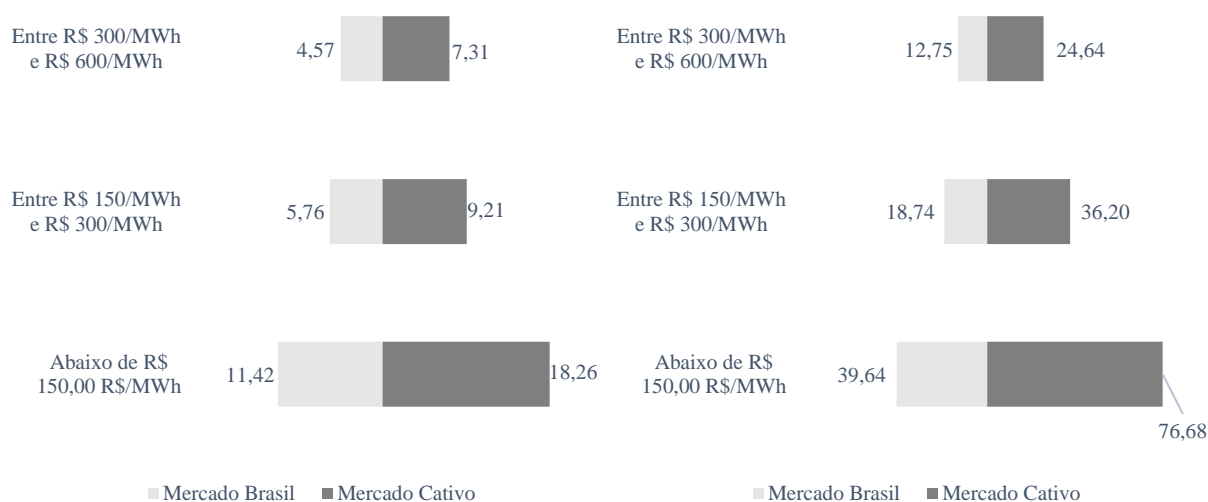


Figura 58 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente antenado”: (a) 2024; (b) 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Já no cenário “cliente receoso” e cenários de preços de mercado abaixo de R\$ 150,00/MWh, de acordo com a Figura 59, o “encargo-ACL” iniciaria em R\$3,97/MWh em 2024, alcançando um valor máximo de R\$ 10,66/MWh em 2030, com o encargo rateado entre os consumidores do mercado cativo.

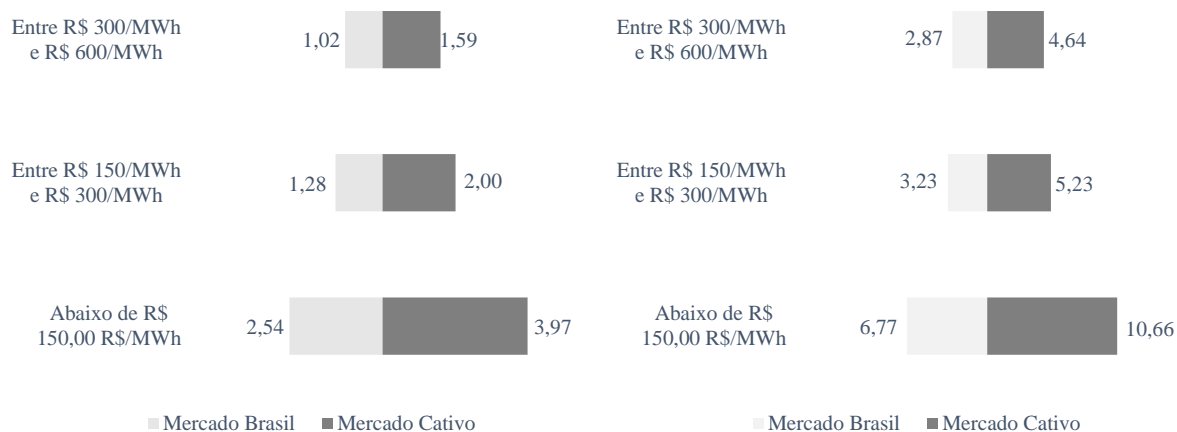


Figura 59 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente receoso”: (a) 2024; (b) 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Caso o rateio contemplasse todos os consumidores do SIN, livres e cativos, o “encargo-ACL” alcançaria R\$ 2,54/MWh e R\$ 6,77/MWh, respectivamente. Considerando que a expectativa para os próximos anos é, de fato, de preços mais baixos decorrente do nível dos reservatórios e da expansão das fontes renováveis e GD, e que, além disso, a abertura do mercado livre pode proporcionar ganhos sistêmicos, idealmente, o “encargo-ACL” deve ser rateado entre todos os consumidores, livres e cativos.

Além disso, com base na experiência internacional, existe uma certa latência na velocidade de migração para o ambiente livre. Sendo assim, espera-se que os consumidores tenham um perfil mais alinhado ao “cliente receoso”.

6.3.1 Considerações Adicionais sobre o Operador Nacional de Mercado (ONM) e o “Encargo-ACL”

A premissa principal desta tese é garantir que a liberalização do mercado livre seja implementada através de um rito, na medida do possível, simples e que garanta estabilidade regulatória e jurídica, minimize impactos negativos para os diferentes agentes do setor elétrico e promova ganhos sistêmicos.

Conforme mencionado, um dos principais desafios nesse contexto e uma particularidade do mercado brasileiro refere-se ao tratamento vislumbrado para os “contratos legados” das distribuidoras.

Uma proposta possível seria delegar para cada distribuidora a responsabilidade de gestão de seu portfólio contratual, sendo que a comercialização do excedente de energia oriundo da migração dos consumidores poderia ser realizada através de um leilão com preços livremente pactuados, mediante, por exemplo, a aprimoramentos no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

Ainda que seja uma proposta com viés econômico mais liberal, como o portfólio de cada distribuidora foi implementado de maneira casuística a depender do leilão de contratação, tal proposta poderia beneficiar algumas empresas e, conseqüentemente, alguns consumidores em detrimento de outros. Assim, a proposta de centralização dos contratos proporcionaria um tratamento isonômico na gestão contratual.

Importante mencionar que as obrigações e os direitos dos CCEARs não seriam alterados, respeitando os montantes, as condições e a forma de entrega de energia tal qual como determinado no contrato. Além disso, para minimizar o desafio operacional, não haveria alteração na titularidade dos contratos, sendo realizado um termo de cessão da energia do agente de distribuição para o centralizador, de maneira semelhante ao MCSD.

Já com relação à comercialização da energia do centralizador para o mercado livre, de maneira a proporcionar robustez e segurança, propõe-se que seja obrigatório o aporte de garantias financeiras pelos compradores, de maneira semelhante ao praticado no MVE³⁸, o que contribuiria para a mitigação da inadimplência.

Para a comercialização da energia alocada pelas Distribuidoras sobre contratadas, o centralizador de contratos (ONM) procederia obrigatoriamente através de Leilões de diversos produtos, compatíveis com expectativas e apetite do Mercado, auferindo resultados que, a depender das condições do sistema naquele instante, poderiam proporcionar montante superior ou inferior ao repasse de recursos necessário para as Distribuidoras fazerem frente aos pagamentos dos Contratos com os Geradores. Ao final de cada exercício, deveria haver uma conciliação do resultado anual do ONM e um saldo negativo traduzirá encargo aos consumidores no exercício seguinte, enquanto que um resultado positivo deveria constituir provisão para minimizar encargos no futuro.

³⁸ De acordo com a REN/ANEEL 1015, de 12 de abril de 2022, a participação dos agentes compradores no MVE é condicionada ao aporte de garantias financeiras de participação e de fiel cumprimento dos contratos. <https://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren20221015.pdf>, acessado em 17 de setembro de 2023.

Outro aspecto a ressaltar, diz respeito ao montante a ser recebido do ONM por uma Distribuidora qualquer. Esse montante deve ser constituído pela diferença entre o total a ser pago aos Geradores pela energia contratada e a receita tarifária referente à parcela de energia incluída na tarifa dos Consumidores Regulados, que terá sempre um valor unitário que deve corresponder ao PMIX nacional da energia cedida ao ONM.

Importante e oportuno ressaltar que a Distribuidora não terá contabilizado como valor a receber o montante correspondente à inadimplência regulatória fixada pelo Regulador e que se aplica à receita tarifária como um todo. Em outras palavras, se a ANEEL define, no processo de Revisão Tarifária, que 75% da inadimplência tarifária total deve ser bancado pela própria Distribuidora, sem repasse aos Consumidores, o ONM também não irá considerar essa parcela da inadimplência como um valor a ser ressarcido à Distribuidora para pagamento da energia contratada, computando, na contabilização do montante a ser repassado à concessionária, como se fosse um recurso efetivamente recebido.

Além disso, um dos pilares para o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro vislumbrado por essa tese refere-se à racionalização de benefícios e encargos, sendo assim, a proposta de criação do “Encargo-ACL” com a finalidade de ratear eventual resultado, seja positivo ou negativo, da comercialização dos contratos entre todos os consumidores pode parecer um elemento contraditório.

Na realidade, para garantir a assunção de benefícios sistêmicos com a expansão do mercado livre, uma etapa importante a ser implementada refere-se justamente à revisão sobre a real necessidade dos encargos e subsídios presentes no setor elétrico, assim como a elegibilidade dos agentes beneficiados.

Com relação ao carvão nacional, por exemplo, ainda que o subsídio presente na CDE para tal energético se encerraria em 2027, a Lei nº 14.299³⁹, de 5 de janeiro de 2022, criou o Programa de Transição Energética Justa (TEJ) que estabeleceu a obrigação de contratação da energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda na modalidade energia de reserva por 15 anos, garantindo compra mínima de 80% do montante anual de carvão mineral nacional necessário a geração da usina a preços homologados ANEEL. Além disso, a Lei estabeleceu uma nova subvenção econômica a ser custeada pela CDE com foco nas distribuidoras de energia de pequeno porte.

³⁹ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/114299.htm, acessado em 17 de setembro de 2023.

Ou seja, mesmo diante de oportunidades para redução de encargos e subsídios, tal fato não ocorre, sendo nesse caso específico do carvão nacional apenas realocado da CDE para o encargo de energia de reserva.

A proposta de criação do “Encargo-ACL” se daria num contexto de garantir a correta expansão do mercado livre de maneira rápida e sustentável, evitando impactos para os agentes de distribuição decorrente de eventual sobrecontratação de energia e preservando os recebíveis dos contratos firmados com os agentes de geração, garantindo assim a devida estabilidade regulatória e jurídica.

Indo além, o encargo seria implementado por tempo pré-determinado, durante a etapa de transição da desestruturação do modelo vigente baseado no mercado cativo para a liberalização do mercado livre.

Importante mencionar que as estimativas realizadas para a valoração do “Encargo-ACL” consideraram que a energia descontratada decorrente da migração se iniciaria pelos contratos mais caros, sendo liquidada no mercado de curto e valorada ao PLD.

Ou seja, a análise desconsiderou incentivos para a otimização do portfólio de contratos para comercialização da energia excedente ao mercado livre. Sendo assim, espera-se um impacto financeiro menor que o calculado.

Capítulo VII

Nova Arquitetura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro

A nova arquitetura de mercado proposta para o setor elétrico brasileiro é baseada no modelo de competição no varejo, onde consumidores finais teriam total liberdade de escolha para contratar seu supridor de energia elétrica, restando às distribuidoras a parcela relacionada ao serviço fio.

Com base na experiência internacional, conforme apresentado no “Capítulo IV – Oportunidades na Abertura do Mercado Livre” e no “Capítulo V – Desafios na Abertura do Mercado Livre”, para a expansão do mercado livre ter resultados virtuosos e beneficiar a sociedade, uma série de medidas essenciais devem ser implementadas para garantir a abertura do mercado livre (fase 01) e, posteriormente, outras medidas para a consolidação desse processo (fase 02), detalhando-se a seguir cada item que compõe a estruturação da proposta dessa Tese.

7.1 Fase 01 – Aprimoramentos Regulatórios Essenciais para a Abertura do Mercado Livre

Conforme Figura 60, existem 04 aprimoramentos principais que devem ser implementados durante o período de transição até a consolidação do mercado livre: (i) definição de um cronograma oficial, com os marcos da expansão do mercado livre; (ii) implementação de campanhas de fiscalização sobre os benefícios e desafios do mercado livre; (iii) estabelecimento do comercializador de energia regulada; (iv) centralização dos contratos no Operador Nacional de Mercado (ONM).

7.1.1 Definição de um cronograma para a expansão do mercado livre

É essencial definir um cronograma de abertura para todos os consumidores.

Com 10.865 agentes, 25.448 unidades consumidoras e consumo total de 26.190 MWm, o mercado livre representa cerca de 36,8% do consumo total de energia no mercado brasileiro.

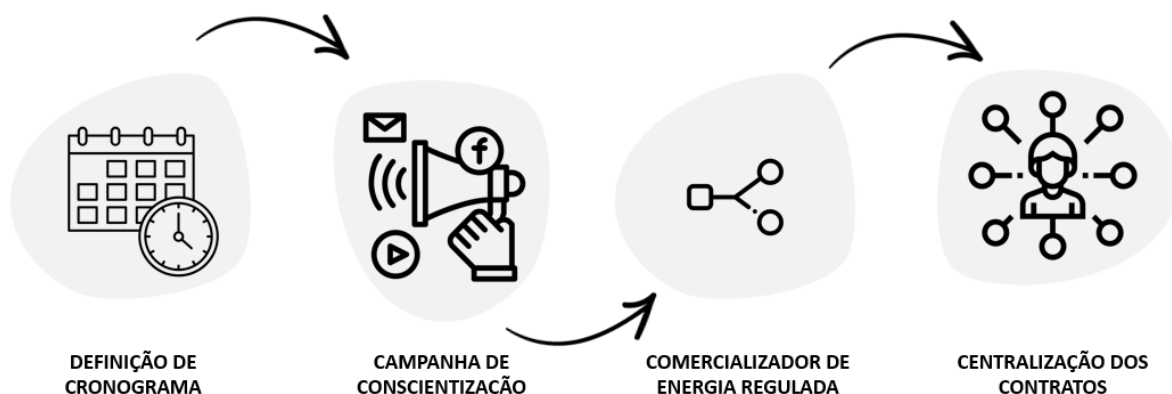


Figura 60 – Aprimoramentos regulatórios essenciais para a abertura do mercado livre.

Fonte: Elaboração própria.

A partir de 2024, todos os consumidores do “Grupo A” serão elegíveis a migrar ao mercado livre, independente da fonte de geração para suprimento.

De acordo com a Figura 61 e conforme apresentado anteriormente, existem ainda cerca de 109.424 unidades consumidoras, em um total de 6.800 MWm que estarão elegíveis. Assim, o mercado livre pode alcançar cerca 32.990 MWm, representando 46% do consumo total do SIN.

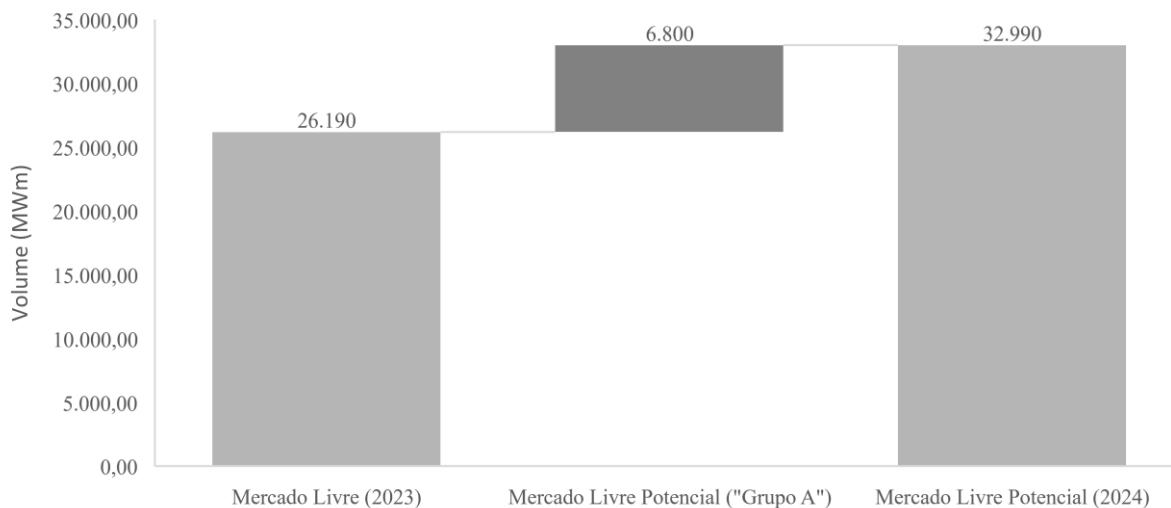


Figura 61 – Potencial de crescimento do mercado livre.

Fonte: CCEE.

De acordo com a nota técnica nº 76/2023-SGM/ANEEL, com base nas informações de migração encaminhadas pelas distribuidoras para a data de referência 31/07/2023, foram identificados 5.301 consumidores com Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER) denunciados com previsão de migração em 2024.

Detalhando a informação anual no mês a mês, a maior incidência de migração ocorrerá no mês de janeiro de 2024, no volume de 2.195 unidades consumidoras e, no mês de julho de 2024, no volume de 937 unidades consumidoras. Já com relação aos consumidores atendidos em baixa tensão, ainda que diversas propostas tenham sido objeto de discussão via Projetos de Lei ou medidas infralegais, como a Portaria 690/GM/MME de 29 de setembro de 2022⁴⁰, ainda não há uma previsão para a liberalização do mercado livre para todos os consumidores.

De acordo com dados da ANEEL, o mercado potencial de todo o “Grupo B” consiste em 89,8 milhões de consumidores e um consumo de 26.887 MWm, de acordo com a Tabela 9.

Tabela 9 – Número de unidades consumidoras (UCs) e consumo (MWm) de consumidores “Grupo B”.

Classe	Quantidade de UCs	Consumo (MWm)
Baixa Renda	15.820.593	2.660
B1	62.434.394	14.582
B2	4.373.909	1.850
B3	7.164.505	6.138
B4	101.167	1.658
TOTAL	89.894.568	26.887

Fonte: ANEEL.

De maneira semelhante ao realizado para o “Grupo A”, se faz necessário expurgar os dados de MMGD. Assim, segundo dados da EPE, em 2022, existiam cerca de 2,1 milhões de unidades consumidoras do “Grupo B” que haviam investido em MMGD em uma potência total de 14.164 MW. Considerando um fator de capacidade médio de 16,5%, isso representaria uma geração de aproximadamente 2.300 MWm.

Tabela 10 – Número de unidades consumidoras (UCs) e potência (MW) de consumidores “Grupo B” com investimentos em MMGD.

Classe	Quantidade de UCs	Potência (MW)
B1	1.572.623	8.154
B2	200.804	2.125
B3	294.270	3.874
B4	660	11
TOTAL	2.068.357	14.164

Fonte: Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída - EPE.

Neste contexto, além da liberalização do “Grupo A” em 2024, a proposta de abertura do mercado livre seria dividida em dois marcos principais: 2026 com os consumidores comerciais e 2028 com os residenciais e rurais, conforme Tabela 11.

⁴⁰ <https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-n-690-gm-mme-2022.pdf>, acessado em 07 de setembro de 2023.

Tabela 11 – Potencial de migração para liberalização do mercado livre.

Ano	Quantidade de UCs	Potencial (MWm)
2024	109.424	6.800
2026	6.970.742	7.155
2028	80.855.469	17.396

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE/ANEEL.

Devido à sobre contratação das distribuidoras, o momento é propício para a abertura do mercado livre. Importante mencionar que para a segurança regulatória e jurídica necessária à abertura é importante que tal medida seja implementada através de uma Lei específica, uma vez que realizar a liberalização do mercado livre sem os devidos aprimoramentos regulatórios pode ocasionar um desequilíbrio sistêmico no setor e algumas medidas consideradas essenciais não poderiam ser implementadas por medidas infralegais.

Importante reforçar que, caso os marcos para liberalização do “Grupo B” não sejam estabelecidos, se faz necessário realizar ajustes nos leilões vindouros, de maneira a não perpetuar a celebração de contratos de longo prazo (acima de 15 anos).

7.1.2 Promoção de campanhas de conscientização dos benefícios e desafios do mercado livre

Uma vez definido o cronograma de abertura, como segunda etapa, é essencial a realização de campanhas de conscientização e explicação das responsabilidades, dos riscos e benefícios de atuação no mercado livre.

Deve estar claro que a liberdade de escolha se resume aos supridores de energia elétrica, de maneira que fica mantida a obrigação do pagamento pela utilização da rede de distribuição de energia na área de concessão da distribuidora.

O consumidor deve entender que, ao pagar sua conta de energia elétrica, remunera a: (i) distribuidora local, pela prestação de serviços relacionados à construção, manutenção e operação das redes de distribuição (serviço fio), além de atividades relacionadas à medição; e (ii) comercializadora, pela gestão da compra de energia, faturamento, interação com a CCEE, dentre outras atividades.

A hipótese que “a migração para o mercado livre sempre será economicamente vantajosa” deve ser esclarecida uma vez que a atuação no ACL pode trazer mais volatilidade aos preços a depender do apetite ao risco que determinado consumidor tenha, além da atratividade depender diretamente do perfil de consumo, da sazonalidade e das tarifas praticadas pela distribuidora na área de concessão de determinado consumidor.

Ou seja, a migração pode ser vantajosa para consumidores atendidos em uma distribuidora e pouco atrativa para outros, em outra área de concessão, ou mesmo existir variações para consumidores com perfis diferentes atendidos pela mesma distribuidora.

A velocidade de migração depende de consumidores engajados e que consigam identificar os benefícios do mercado livre. Sendo assim, também cabe aos comercializadores varejistas oferecer produtos e serviços mais vantajosos que os oferecidos no mercado cativo. De acordo com a experiência internacional, os clientes valorizam itens como: duração do contrato e facilidade para rescisão contratual; “pegada” ambiental e garantia de suprimento de fontes renováveis, estabelecimento de programas de recompensas etc. Além disso, o consumidor deve ter acesso, de maneira, fácil, a ferramentas que possam comparar os diferentes produtos, preços, especificidades e comercializadoras para ser possível eleger, com base em fatos e dados, seu supridor de energia elétrica.

Embora já se exija a divulgação de produtos padronizados pelos comercializadores varejistas em seus *websites*, observa-se certa falta de padronização dos elementos contratuais mínimos a serem apresentados. Sendo assim, em prol da transparência e da facilidade na comparabilidade, a proposta de aprimoramentos necessários para a comercialização varejista, discutida através da consulta pública ANEEL 028/2023, nota técnica nº 76/2023-SGM/ANEEL, propõe que o agente varejista deva expor, no mínimo, um modelo de contrato padrão de vigência anual e que seja precificado considerando a distribuição do montante de energia com sazonalização e modulação *flat* [49].

Por fim, a título de comparação, é interessante avaliar a reestruturação e liberalização do setor de telecomunicação que se iniciou com a aprovação pelo Congresso Nacional da Emenda nº 8 à Constituição Federal, em 8 de agosto de 1995, que permitiu ao Governo Federal outorgar concessões para exploração de serviços de telecomunicações ao setor privado.

A base regulatória do setor foi estabelecida na Lei Geral das Telecomunicações (LGT), a Lei nº 9.472 de 16 de julho de 1997, que apresentou as diretrizes para a privatização do Sistema Telebrás. O traço fundamental desse marco foi a transformação do monopólio público, provedor de serviços de telecomunicações, em um novo sistema de concessão pública a operadores privados, fundado na competição e orientado para o crescimento da universalização dos serviços. O crescimento exponencial ocorrido após a privatização de 1998 gerou competição às principais fatias do mercado brasileiro por diversas operadoras privadas. Nesse contexto, diversas campanhas de marketing, patrocinadas pelo próprio setor privado, começaram a ser veiculadas para demonstrar para a população os diferenciais de cada empresa e atrair novos clientes.

No início dos anos 2000, a Embratel, por exemplo, para conseguir se sobressair e incentivar o uso do código 21 para ligações de longa distância e internacionais, divulgou oito campanhas publicitárias com os “Meninos DDD⁴¹” - três crianças alegres que usavam macacões coloridos e juntos cantavam canções cativantes para atrair a atenção de futuros clientes.

Já no início dos anos 2010, a operadora Vivo desenvolveu uma campanha publicitária, na qual o ator João Cortes, que ficou conhecido como o “Ruivo da Vivo”⁴², vivenciava diversas situações engraçadas para divulgar pacotes de ligação, internet e SMS.

Diante desse contexto, utilizando o setor de telecomunicações como inspiração para o setor elétrico, ainda que seja possível o estabelecimento de campanhas de conscientização articuladas pelo poder público, o ideal e mais provável é que, com a liberalização do mercado livre e o aumento do número de empresas participantes do mercado varejista, o próprio setor privado desenvolva essas campanhas de conscientização, como forma de se diferenciar e de atrair novos clientes.

7.1.3 Estabelecimento do Comercializador de Energia Regulada (CER) e fortalecimento do agente varejista

Com a abertura do mercado livre, as distribuidoras não serão mais responsáveis pela atividade de contratação de energia. Assim, as atividades relacionadas à gestão da compra e comercialização de energia elétrica devem ser segregadas das atividades relacionadas ao serviço-fio, que se refere a construção, operação e manutenção da rede de distribuição.

De imediato, para proporcionar mais transparência, uma opção, seria separação contábil dessas atividades. Assim, no balanço de cada distribuidora, haveria a segregação das atividades relacionadas à atividade de comercialização de energia (Parcela A) e serviço fio (Parcela B):

- (i) Comercialização de Energia (Parcela A): atividades relacionadas à gestão da compra, venda, gerenciamento e pagamento de encargos. Responsabilidade: agente varejista ou comercializador de energia regulada.
- (ii) Serviço fio (Parcela B): relacionadas ao planejamento, construção, operação e manutenção das redes de distribuição, além da prestação do serviço de medição e combate às perdas. Responsabilidade: distribuidoras.

⁴¹ Campanha de marketing Embratel “Meninos DDD”: <https://youtu.be/t8v1P7gki8w>, acessado em 07 de setembro de 2023.

⁴² Campanha de marketing Vivo “Ruivo da Vivo”: <https://youtu.be/-AJXqAVcgmw>, acessado em 07 de setembro de 2023.

Além disso, pelo regulamento vigente, as distribuidoras são obrigadas a contratar a totalidade da energia requerida para o atendimento do crescimento do consumo das unidades consumidoras de sua área de concessão por meio dos leilões regulados. Assim, uma proposta seria promover a flexibilização do montante a ser contratado, concatenando a abertura do mercado livre com o aprimoramento na gestão do portfólio de energia desses agentes.

Etapas posteriores à segregação das atividades de compra de energia e serviço-fio, consistem na criação do Comercializador de Energia Regulada (CER), que poderia ser uma *spin-off* de cada distribuidora. Este agente seria responsável por gerenciar a comercialização de energia das unidades consumidoras localizadas na área de concessão de cada distribuidora e exerceria uma atividade regulada pela ANEEL, com tarifa regulada e sujeita às revisões e reajustes tarifários periódicos.

Com a abertura total do mercado, o consumidor seria elegível e poderia firmar um contrato de compra de energia com qualquer agente varejista ou ser atendido pelo comercializador de energia regulada de sua distribuidora – nessa opção, sem nenhuma alteração no *status quo* para o consumidor final, uma vez que o rito regulatório proposto não considera a migração como compulsória.

De imediato, cada distribuidora deveria configurar um comercializador para sua área de concessão, mas, à medida que os consumidores fossem migrando para o ambiente livre, com a diminuição do ambiente regulado, os diferentes CERs poderiam se consolidar até, no limite, formar um comercializador por submercado ou mesmo um único para atendimento do SIN.

Com o aumento da competição no mercado varejista, é esperado que algumas comercializadoras possam enfrentar desafios financeiros e econômicos. Isso é natural em qualquer mercado competitivo, porém é essencial que os consumidores estejam protegidos caso uma comercializadora venha a falir, sendo o estabelecimento do CER essencial, uma vez que uma das funções desse agente seria atender consumidores em tal situação.

De forma semelhante ao adotado no mercado francês e no mercado português, o CER não precisa ser considerado apenas como uma iniciativa para aumentar a segurança do mercado e como um garantidor do atendimento ao acesso à energia elétrica de todos os consumidores (aqueles que não exerceram seu direito de migração, consumidores com crédito pouco atrativo, consumidores baixa renda, aqueles que estavam representados por um agente varejista que encerrou suas atividades etc.), já que, se for possível o estabelecimento de tarifas reguladas atrativas no CER, os comercializadores varejistas estariam incentivados a sempre buscar diminuir o preço da energia no mercado livre e a oferecer produtos mais vantajosos ao cliente final, de maneira a estimular a migração.

Indo além, mesmo um consumidor que já seja atendido por um agente varejista, caso deseje, terá liberdade em optar por tarifas reguladas, retornando à opção de suprimento ao CER. Nesse contexto, pode-se manter o prazo regulatório atual de 5 anos⁴³ para o CER garantir o atendimento a esse cliente, ficando facultada a análise da viabilidade do possível retorno anterior a este prazo. Ou seja, o CER seria um propulsor da competitividade, um agente balizador da atratividade ao mercado livre.

Por fim, ainda que a Portaria MME 50/2022 tenha limitado a fronteira entre atacado e varejo, estipulando que a adesão ao agente varejista seria obrigatória à migração dos consumidores atendidos na baixa tensão, o fortalecimento desses agentes é primordial para garantir o sucesso na abertura do mercado livre.

Em um caso hipotético de migração sem a intermediação do varejista, além da obrigação de se tornar um agente perante a CCEE, o consumidor seria responsável por todas as obrigações junto à mesma (como, por exemplo, registro de contratos, validação, garantias, pagamento de encargos etc.), além de responder pela gestão apurada dos processos operacionais da contratação de energia e formatação do produto de energia (flexibilidades, sazonalidade, modulação).

Sendo assim, um consumidor com uma fatura mensal de aproximadamente R\$ 50 mil, ao migrar para o mercado livre sem a contratação do agente varejista, estaria sujeito ao regulamento aplicado para um agente que paga uma fatura mensal de R\$ 10 milhões, o que não faz sentido e, por isso, ressalta a importância desse agente intermediário.

Esse agente seria o elo entre a unidade consumidora e a CCEE, de maneira que o consumidor não precisará se tornar um agente formal na câmara, liberando-o da gestão dos processos operacionais.

O agente varejista seria responsável por intermediar a negociação com os consumidores, desburocratizar a migração, tornando a atuação no mercado livre mais atrativa, simples, segura e vantajosa, além de assumir parte dos riscos associados à volatilidade do mercado e à inadimplência dos consumidores.

Importante mencionar que é de responsabilidade da distribuidora a suspensão do fornecimento de energia elétrica de um consumidor inadimplente.

⁴³ De acordo com a Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, o cliente deve informar à distribuidora com 180 dias de antecedência sua opção de migração para o mercado livre. No entanto, caso o consumidor livre decida retornar ao mercado cativo, ele deve comunicar à distribuidora com antecedência mínima de cinco anos, sendo esse prazo reduzido caso seja de interesse da distribuidora. Esse prazo foi estipulado considerando a antecedência necessária para a distribuidora ajustar seu portfólio e realizar a contratação de energia através dos leilões de energia nova. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm, acessado em 23 de setembro de 2023.

Para as unidades consumidoras modeladas diretamente na CCEE, o processo de suspensão do fornecimento, desde a constatação da inadimplência até a suspensão em si, pode se estender por 60 – 80 dias, sendo o inadimplemento rateado na proporção dos créditos no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Por outro lado, no caso de consumidores representados por agentes varejistas a inadimplência é considerada um risco do negócio e assumida integralmente por esses agentes. Nesse contexto, é essencial implementar mecanismos para otimização desses prazos, de maneira a garantir que a suspensão de fornecimento de energia elétrica seja realizada de maneira mais célere.

A consulta pública ANEEL 028/2023, nota técnica nº 76/2023-SGM/ANEEL, apresenta um fluxo otimizado, ainda em discussão, para esse rito, reduzindo-o para 40 dias conforme Figura 62 .

Nesse contexto, as distribuidoras devem ser diligentes na realização da suspensão do fornecimento e, tal qual como já ocorre hoje, promover campanhas de fiscalização para combate às perdas não técnicas.

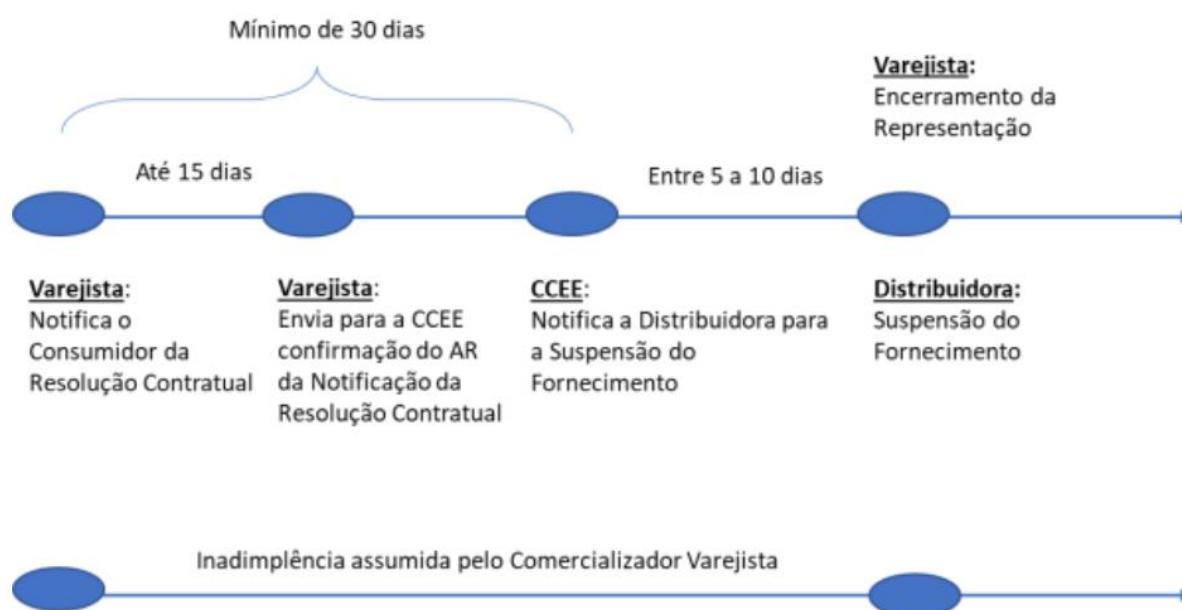


Figura 62 – Proposta em discussão para fluxo de encerramento de representação varejista.

Fonte: ANEEL [49].

Assim, tanto a implementação do CER quanto a fortificação do agente varejista são medidas que auxiliam na formação de um ambiente mais seguro, buscando uma ampliação do mercado livre com responsabilidades, maior eficiência e sustentabilidade.

7.1.4 Centralização dos contratos das distribuidoras no Operador Nacional de Mercado (ONM)

A fim de se evitar desequilíbrios contratuais, propõe-se a centralização dos contratos do mercado regulado na figura do Operador Nacional de Mercado (ONM), cujas funções seriam:

- Gestão do portfólio das distribuidoras, equilibrando o nível de contratação;
- Liquidação centralizada de toda a contratação no ACR – trazendo mais eficiência na gestão e reduzindo os custos de operação dos agentes setoriais;
- Gestão da comercialização do excedente de energia pela migração dos consumidores ao mercado livre;
- Gestão da inadimplência;
- Identificação e conhecimento de exposições causadas devido à desvios na declaração de carga das distribuidoras.

Na realidade, a CCEE poderia exercer a atividade de centralização, tendo um papel semelhante ao exercido nos leilões de energia de reserva ou leilões de capacidade.

Propõe-se que a centralização dos contratos deve ser compulsória. Caso isso não ocorra, pode-se conviver com dois modelos de mercado distintos, aumentando a complexidade operacional e os custos de gestão dos agentes.

Seria estabelecido um encargo, o “Encargo-ACL”, para a formação da “Conta-ACL”, sendo que eventuais ônus ou bônus com a comercialização do excedente de energia seria rateado entre todos os consumidores, cativos e livres. A título de exemplificação, considerando o cronograma de liberalização do mercado livre proposto, estimou-se o valor do “Encargo-ACL” mediante três cenários de preços distintos e dois perfis extremos de migração:

- (i) Cenário “cliente antenado”: migração de 100% dos consumidores “Grupo A” 60% dos consumidores comerciais e 50% dos residenciais e rurais até 2030; e
- (ii) Cenário “cliente receoso”: migração de 20% dos consumidores “Grupo A”, 10% dos consumidores comerciais e 5% dos residenciais e rurais até 2030.

Conforme Figura 63, observa-se que, no caso extremo de cenários de preços de mercado abaixo de R\$ 150,00/MWh e migração acelerada até 2030 de acordo com o perfil “cliente antenado”, o “encargo-ACL” iniciaria em R\$ 18,26/MWh em 2024, alcançando R\$ 373,35/MWh em 2030, considerando o encargo rateado somente com os consumidores do mercado cativo – o que seria insustentável.

Já considerando rateio entre todos os consumidores do SIN, livres e cativos, o “encargo-ACL” alcançaria R\$ 11,42/MWh e R\$ 101,42/MWh, respectivamente.

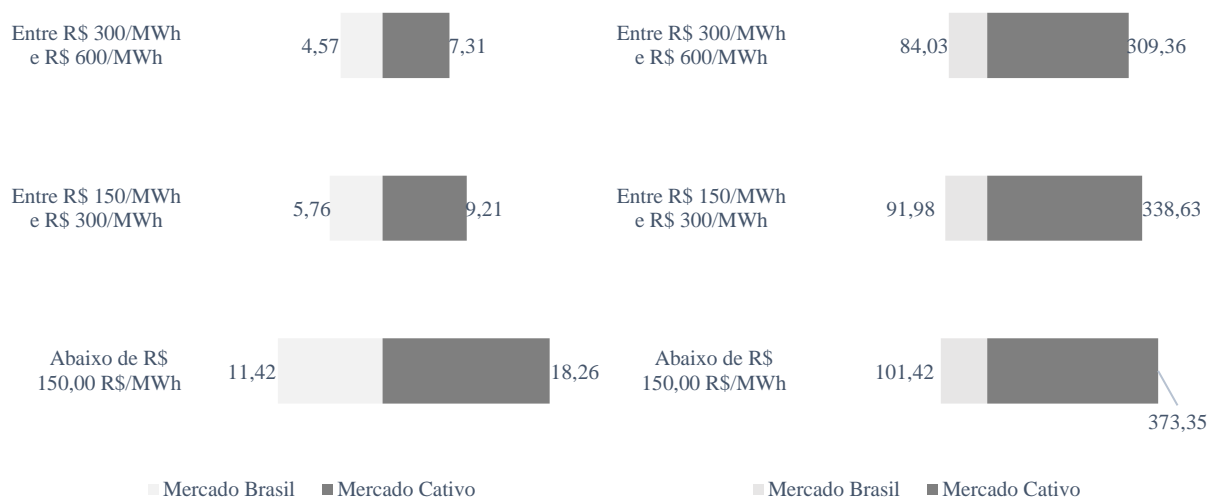


Figura 63 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente antenado”: (a) 2024; e (b) 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Já no cenário “cliente receoso” e cenários de preços de mercado abaixo de R\$ 150,00/MWh, de acordo com a Figura 64, o “encargo-ACL” iniciaria em R\$3,97/MWh em 2024, alcançando um valor máximo de R\$ 24,87/MWh em 2030, com o encargo rateado no mercado cativo. E, se rateado entre todos os consumidores do SIN, livres e cativos, alcançaria R\$ 2,54/MWh em 2024 e R\$ 14,62/MWh em 2030.

Considerando que a abertura do mercado livre proporcionará ganhos sistêmicos, a proposta consiste no rateio do encargo entre todos os consumidores, livres e cativos.

7.1.5 Considerações adicionais: Necessidade de fortificação do mercado de capacidade

No modelo regulatório atual, o financiamento a novos projetos de geração está diretamente baseado na solidez dos CCEARs de longa duração, celebrados com as distribuidoras.

Ocorre que com a expansão do mercado livre, o segmento de distribuição não poderá mais ser visto como uma “âncora” para garantir a expansão do parque gerador, que deverá ser propulsionada pelo mercado livre, através da celebração de contratos bilaterais entre os agentes de geração e os comercializadores ou consumidores finais.

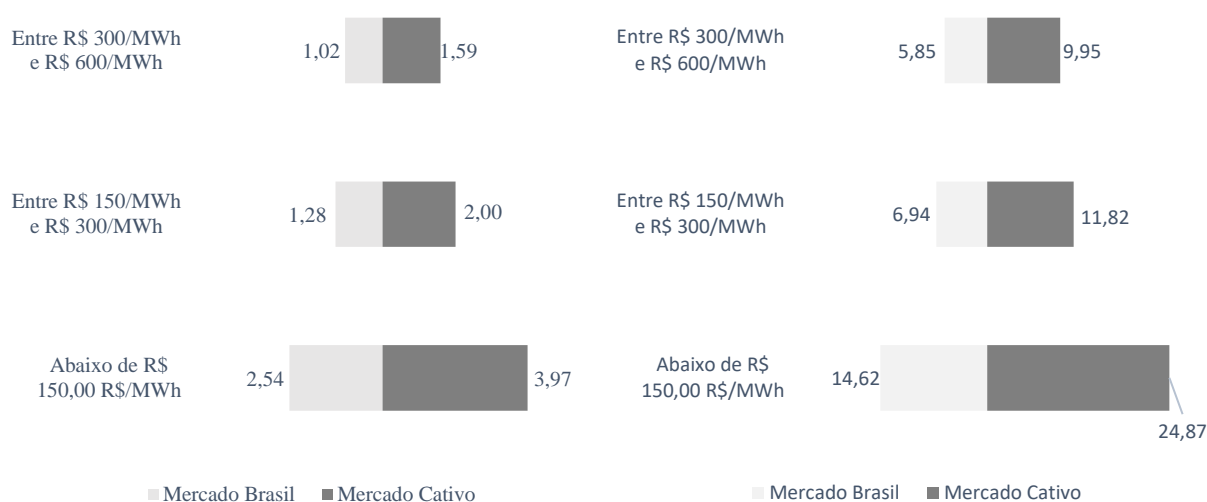


Figura 64 – Encargo-ACL de acordo com o perfil de migração “cliente receoso”: (a) 2024; (b) 2030.

Fonte: Elaboração própria.

Com a expansão da contração de geração renovável e intermitente, o sistema se torna cada vez menos estável, sendo necessária a contratação de usinas de geração para *back-up*, normalmente de despacho rápido, a serem acionadas justamente em momentos de mudanças climáticas inesperadas que impactem a geração renovável.

Em um mercado competitivo de oferta e demanda, embora essas usinas sejam projetadas para um acionamento pontual, como o despacho ocorreria em momentos de *stress*, o preço do mercado deveria estar suficiente alto de maneira a viabilizar o investimento realizado.

Por outro lado, com base na experiência internacional, normalmente estabelece-se um preço teto a ser praticado nessas situações que não reflete todos os serviços prestados pelos geradores.

Esses fatores, conforme já discutido nessa tese, compõem um dos maiores desafios do segmento de geração: o fenômeno do “*Missing Money*”. Esse fenômeno significa que os preços praticados no mercado atacadista não são suficientes para atrair novos investimentos em geração e alcançar o nível desejado de segurança do suprimento, demandando a criação de novos serviços ou mercados que remunerem as usinas.

Nesse contexto, surge a necessidade de configuração de um mercado de capacidade, para o que a proposta consiste na realização de leilões centralizados para contratação de potência, no qual os geradores vencedores passam a ter um compromisso com a confiabilidade de suprimento do sistema, estabelecendo-se, assim, um mecanismo de remuneração mensal fixa para garantir parte da viabilidade das usinas.

Devem ser também estabelecidos mecanismos de verificação da entrega da confiabilidade de suprimento por parte de cada gerador comprometido e, quando necessário, o estabelecimento de penalidade por não cumprimento dos compromissos contratuais.

O conceito a ser considerado é de que a “confiabilidade do sistema” é um bem comum e que deve ser pago por todos os consumidores.

O primeiro e, até o momento, único Leilão de Reserva de Capacidade em forma de Potência (LRCAP)⁴⁴ ocorreu em 2021 no Brasil e restringiu a participação no certame a fontes termoeletricas. A contratação ocorreu de maneira centralizada pela CCEE, sendo estabelecido um encargo, o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), para pagamento da contratação dessas usinas, que é rateado entre todos os agentes de consumo, tanto do ACR quanto do ACL.

De acordo com a Portaria nº 57/GM/MME⁴⁵, no triênio de 2023 a 2025, estão previstos um leilão por ano para contratação de capacidade na forma de potência. Está em discussão a realização de leilões vindouros baseados no conceito de neutralidade tecnológica, no qual todas as fontes poderiam participar, mediante um cálculo prévio e robusto do montante de energia firme que cada fonte poderá ofertar.

É claro que uma usina termoeletrica de ciclo combinado a gás natural, por exemplo, tem condições de ofertar energia firme em volumes muito superiores que usinas de fonte solar, por exemplo. Por isso é essencial que se determine esse montante a ser ofertado, implementando uma metodologia que considere as incertezas na geração inerentes a cada fonte.

Em mercados maduros, como a PJM, o mecanismo para determinar o volume de potência que as renováveis podem ofertar no mercado de capacidade está sendo aprimorado, frisando-se que a metodologia vigente considerava o cálculo com base na geração histórica, mas, com base em estudos mais atuais concluiu-se que, na realidade, se faz necessário primeiro estimar os momentos em que o sistema elétrico demandaria potência, ou seja, os dias e momentos mais críticos.

Uma vez determinado esse período, o cálculo seria realizado para todas as fontes, de maneira a determinar quanto cada usina poderia se comprometer com uma energia firme nos momentos de *stress* do sistema.

⁴⁴ Em setembro de 2022, ocorreu o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE), decorrente de uma obrigação legal prevista na Lei de Desestatização da Eletrobras, e exclusiva para fonte termoeletrica movida à gás natural. Como a contratação obrigava uma inflexibilidade anual de 70%, se assemelha a uma contratação de geração na base ao invés de atendimento de ponta.

⁴⁵ <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-57/gm/mme-de-21-de-dezembro-de-2022-452752904>, acessado em 09 de abril de 2023.

7.1.6 Análise de impacto nos agentes do setor elétrico

É fato que a liberalização do mercado livre para todos os consumidores pode impactar, de maneira diferente, os diferentes agentes do setor elétrico, trazendo oportunidades e desafios. A proposta de rito regulatório descrita anteriormente preza pela simplicidade na implementação e pela tentativa de mitigar eventuais impactos negativos aos agentes.

Conforme apresentado na Figura 65, os principais agentes impactos seriam os agentes de consumo, de comercialização, de distribuição e de geração.

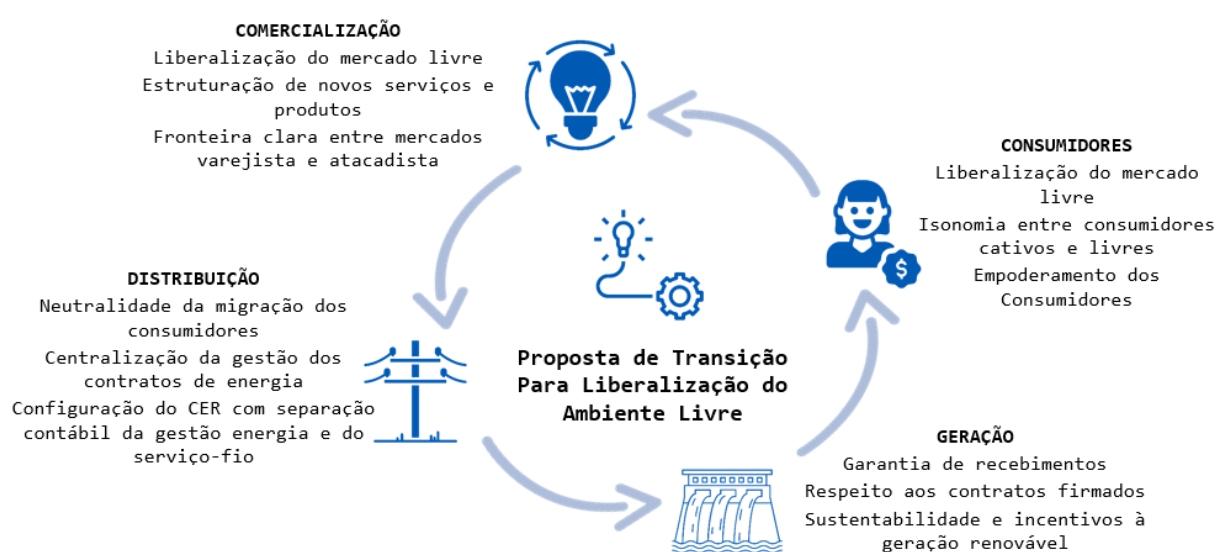


Figura 65 – Impacto do rito regulatório proposta para diferentes agentes do setor elétrico.

Fonte: Elaboração própria.

Com a liberalização do mercado livre, garantindo a correta sinalização do preço da energia e a isonomia na alocação de subsídios e encargos entre os consumidores livres e cativos, será possível uma gestão ativa do consumo e geração de energia, empoderando o consumidor final. Além disso, garantindo a adequada competitividade do mercado, mediante o acesso a diferentes produtos e empresas, assim como a ferramentas de comparação de preços e vantagens, o consumidor terá liberdade para eleger seu supridor de energia elétrica e o produto que melhor atende suas necessidades.

Já para os agentes de comercialização, por óbvio, a abertura de mercado para os consumidores atendidos em baixa tensão proporcionará um aumento na gama de potenciais clientes. Além disso, com a alocação isonômica de subsídios e a estruturação do comercializador de energia regulado, a migração será, cada vez mais, baseada em benefícios reais e, por isso, esses agentes deverão realizar uma gestão ativa de seus portfólios e riscos para proporcionar melhores preços, serviços e soluções aos seus clientes e potenciais clientes.

Os agentes de distribuição poderão focar na sua atividade-fim: o serviço fio. Com a expansão do mercado livre, os agentes de comercialização serão responsáveis pela compra e gestão de energia, cabendo às distribuidoras o transporte da energia, garantindo sua qualidade.

Durante o período de transição, com a centralização dos contratos legados e a estruturação do “encargo-ACL”, a proposta garante neutralidade no segmento de distribuição, beneficiando também os agentes de geração com o respeito aos contratos firmados e garantia de recebimentos.

Como potenciais segmentos impactados negativamente, pode-se mencionar toda a cadeia de negócio atrelada à geração distribuída. Atualmente, além de investimentos em eficiência energética e redução no consumo total, a única opção que os consumidores de baixa tensão possuem para buscar uma redução no valor de sua conta de luz é investir em sistemas de geração distribuída. Com um marco regulatório já estabelecido e ausência de pagamento e/ou descontos em determinadas parcelas da tarifa de energia, a geração distribuída cresce exponencialmente. Sendo assim, com a expansão da elegibilidade dos consumidores, a migração se tornaria mais uma opção para a gestão da sua conta de luz.

7.2 Etapa 02 – Aprimoramentos Regulatórios para a Consolidação da Abertura do Mercado Livre

Conforme Figura 66, como sugestão para trabalhos futuros, existem 02 aprimoramentos principais que devem ser implementados para a consolidação do mercado livre: (i) modernização da estrutura tarifária e substituição dos medidores eletromecânicos pelos digitais; e (ii) despacho baseado na oferta de preços pelos agentes.

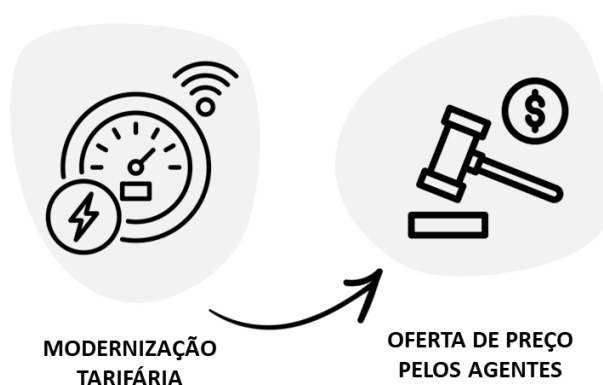


Figura 66 – Aprimoramentos para a Consolidação do Mercado Livre.

Fonte: Elaboração própria.

7.2.1 Modernização tarifária

A modernização tarifária, atrelada a uma política para substituição dos medidores de energia elétrica, é essencial para garantir uma participação cada vez mais ativa do consumidor final no setor elétrico.

Atualmente, os consumidores do ambiente cativo são faturados de acordo com uma tarifa volumétrica (TUSD+TE, em kWh), estabelecida para todos os horários. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou geração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede.

Além disso, a regulamentação anteriormente existente, restringindo a aplicação da tarifa binômica ou trinômica aos consumidores do “Grupo B”, foi revogada em 2016 pelo decreto 8828/2016⁴⁶, não existindo, atualmente, nenhuma restrição legal à cobrança de componente de demanda, cabendo à ANEEL a regulamentação e implementação.

Nesse sentido, o projeto de P&D “Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica” foi concebido com o objetivo de analisar diferentes metodologias de tarifação para o segmento de distribuição com a proposição de metodologias adequadas ao caso brasileiro.

Conforme Figura 67, as modalidades propostas e estudadas foram: binômica, trinômica, horária e locacional.

ATUAL TARIFA BRASILEIRA	MODALIDADES TARIFÁRIAS PROPOSTAS			
MONÔMICA VOLUMÉTRICA	BINÔMICA*	TRINÔMICA*	HORÁRIA	LOCACIONAL
Igual para todos os clientes da mesma classe de consumo. Multiplicada pelo volume de energia consumido e cobrada em R\$/kWh. Engloba ainda os custos de estrutura de distribuição e os custos administrativos.	PARCELA DE DEMANDA (potência), cobrada em R\$/kW, para cobrir custos de utilização da infraestrutura da rede de distribuição. PARCELA DE ENERGIA , cobrada em R\$/kWh.	PARCELA DE DEMANDA (potência), cobrada em R\$/kW. PARCELA FIXA , igual para todos, cobrada em R\$/UC, para cobrir custos administrativos. PARCELA DE ENERGIA , cobrada em R\$/kWh.	Tarifa volumétrica com o custo variando em função do horário de consumo de energia. Quatro postos tarifários: ponta, intermediário, fora de ponta e madrugada.	Tarifa diferenciada segundo a localização do consumidor e as condições da rede. Custo de levar a energia mais longe da subestação ou a locais com maior congestionamento de rede.
	* As tarifas binômica e trinômica, ambas com dois postos horários (ponta e fora de ponta), propostas no horizonte em longo prazo, têm sua parcela de demanda variante no tempo. As outras componentes da tarifa – a de energia, a fixa (no caso da trinômica), as perdas e os encargos – foram mantidas invariantes no tempo.			

Figura 67 – Modalidades tarifárias para consumidores do “Grupo B”.

Fonte: Projeto Tarifa Moderna [50].

⁴⁶ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2015-2018/2016/Decreto/D8828.htm#art3 – acessado em 08 de abril de 2023.

Ainda que o projeto não tenha determinado qual seria a modalidade mais adequada a ser implementada no Brasil, enfatiza a urgência da modernização do sistema tarifário frente aos avanços da geração distribuída, do aumento do montante de subsídios cruzados, além de avanços tecnológicos já em curso no país, como expansão dos REDs. Nesse sentido, a inércia à modernização se torna cada vez mais custosa para manter o justo equilíbrio do fornecimento de energia elétrica.

A introdução de tarifas com granularidade temporal horária exigiria um medidor eletrônico mais sofisticado capaz de medir o consumo de energia em diferentes períodos durante o dia. Assim, a atualização do sistema de medição caracteriza-se como um elemento estrutural para prover mecanismos de eficiência ao sistema elétrico, agregar valor aos consumidores ao disponibilizar informações para ser possível melhor gerir o consumo de energia elétrica, reduzindo custos e incrementando a eficiência energética.

No entanto, cabe cautela em como a atualização do parque de medição seria realizada e as distribuidoras possuem papel central nessa questão.

Pela legislação brasileira atual, o medidor e os demais equipamentos de medição devem ser escolhidos e fornecidos pela distribuidora, que também se responsabiliza pelos custos de instalação. A eventual substituição dos medidores deve ser comunicada pela concessionária ao consumidor por meio de correspondência específica, com informações referentes à leitura do medidor retirado e do instalado.

Por outro lado, caso a substituição do medidor seja de interesse do consumidor, este deve arcar com o pagamento da diferença de preço do medidor pelos demais materiais e equipamentos de medição a serem instalados e, também, por eventuais custos de adaptação da rede. Assim, uma opção para a modernização do parque de medidores seria iniciar por aqueles consumidores que estariam dispostas a arcar com os custos envolvidos. Posteriormente, poderia ser realizada a segregação das áreas de concessões em núcleos menores e, gradativamente, transcorrer com a troca de medidores, mediante um plano nacional.

De certa maneira, como uma continuação do projeto de “Tarifa Moderna”, a ANEEL aprovou, ao final de 2022, a abertura de um edital com especificações para projetos experimentais que envolvem faturamento diferenciado para os consumidores de energia, os *sandboxes tarifários*.

A iniciativa visa a criação de um ambiente para que as empresas de distribuição de energia desenvolvam modelos de negócios e testem técnicas e tecnologias, mediante a seleção de grupos de consumidores de baixa tensão dentro da população atendida pelas distribuidoras.

Os *sandboxes* podem testar tarifas customizadas, uso de medidores inteligentes, pré-pagamento de energia e outras particularidades relacionadas ao gerenciamento pelo lado da demanda podem ser contempladas.

Por fim, conforme anteriormente mencionado, está em discussão uma proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031, em um total de 20 distribuidoras.

Inicialmente, não seria uma renovação onerosa, mas, como contrapartida à prorrogação das concessões, haveria obrigação de investimento em diversos quesitos, destacando “*investimento na modernização de sistemas de medição, com o objetivo de propiciar outras soluções tecnológicas e outros serviços aos usuários*”.

Além disso, também está em avaliação, propostas de autorização para a distribuidora exercer outras atividades empresariais e oferecer novos serviços aos consumidores. Ou seja, o momento é propício para a discussão de como incluir a modernização do parque de medição na renovação das concessões vincendas, uma vez que essa prerrogativa já faria parte do termo aditivo.

7.2.2 Preço determinado por oferta dos agentes

Por fim, recomenda-se iniciar os estudos referentes à formação de preços mediante ofertas realizadas pelos próprios agentes.

No atual modelo regulatório, o despacho é realizado de forma centralizada pelo ONS que avalia, por meio de modelos computacionais, quais as usinas que devem gerar energia com o objetivo de reduzir o custo de operação em um horizonte pré-definido. Nesse modelo os agentes não atuam na gestão do seu despacho e recebem ordens de operação.

Nos modelos de otimização energética, toda geração representada de forma inflexível (usinas eólicas, solares e demais fontes que não sejam operadas centralizadamente pelo ONS) é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes, consideradas flexíveis no processo de otimização (UHEs e UTEs).

Atualmente, de acordo com o Plano da Operação Energética (PEN) 2022-2026, a parcela de geração inflexível corresponde a aproximadamente 71% da carga global do SIN e a previsão é de que em 2026 essa geração mantenha a participação no atendimento a carga do SIN. Dessa forma, atualmente, apenas cerca de 29% da projeção de carga global será atendida pelo despacho hidrotérmico por ordem de mérito [51].

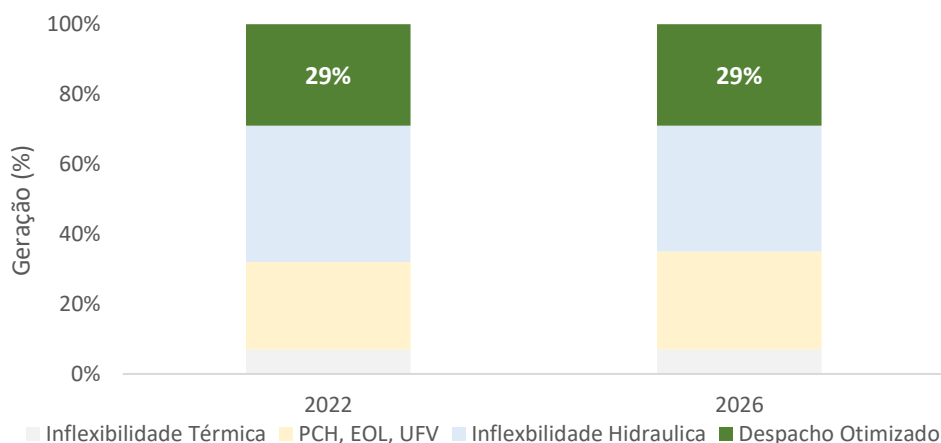


Figura 68 – Geração inflexível em 2022 e 2026.

Fonte: ONS [51].

Ao atuar em um ambiente de despacho não centralizado, com liberdade para praticar a oferta de preços na definição do despacho efetivo de cada unidade geradora, cada agente poderá administrar seu próprio risco, definindo uma estratégia que esteja coerente com suas posições no mercado de contratos bilaterais e a necessidade de proteção de receitas.

O modelo de despacho por preço pode representar vantagens significativas quando comparado com o modelo atual:

- compatibilização das decisões de operação com as decisões comerciais dos agentes: sinais de preço mais realistas, maximização das receitas dos agentes e aumento da atratividade do setor para investimentos;
- compartilhamento da decisão de despacho: redução de risco através da agregação de previsões de agentes, aumento de transparência, redução da discricionariedade e redução de incertezas regulatórias.

O ponto central desta alteração proposta é a aderência do processo de formação de preços à realidade operativa do sistema, de forma que o preço de curto prazo possa conferir um sinal econômico adequado e confiável aos agentes e consumidores.

No modelo de despacho por oferta de preços, os agentes realizariam *bids* para a geração, sendo o despacho realizado por razões de ordem econômica através da intersecção entre as curvas de oferta e de consumo.

As transações no mercado *spot* de energia seriam consolidadas e liquidadas em um processo de dois estágios principais, conforme apresentado na figura que se segue.

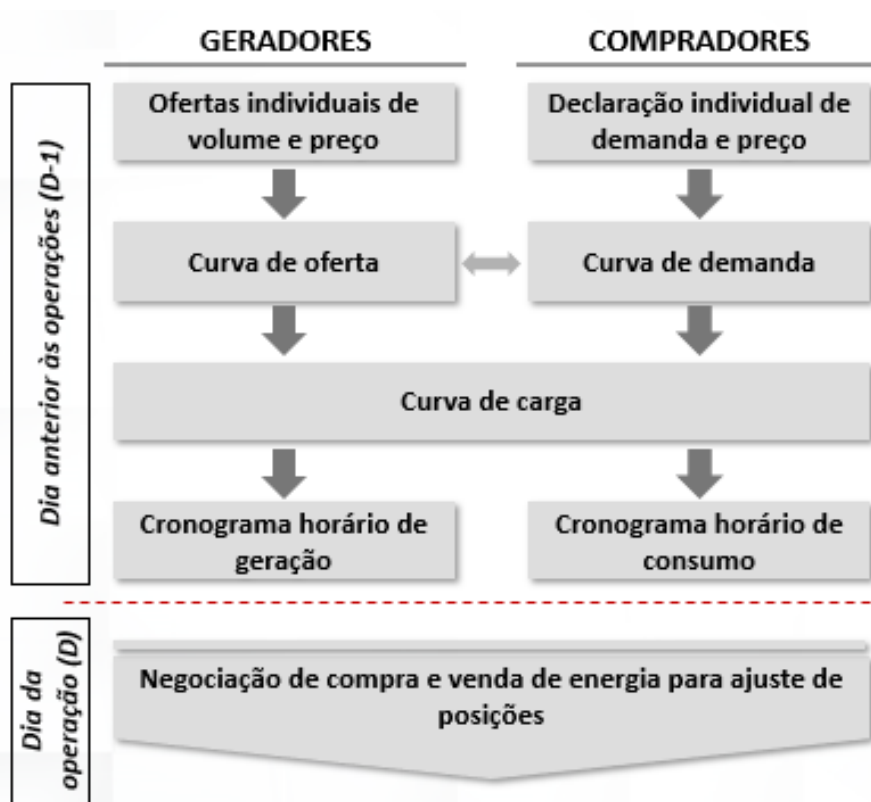


Figura 69 – Mecanismos proposto para oferta de preços pelos agentes.

Fonte: Elaboração própria.

- Dia anterior às operações (D-1): cada gerador deve enviar uma oferta de preço e disponibilidade horária para o dia D. O Operador utiliza esses valores, juntamente com projeções de demanda e restrições de rede, para calcular o despacho programado. As ofertas de preço são ordenadas de forma crescente para determinar quais unidades devem gerar em cada hora do dia seguinte a fim de atender a demanda esperada. Tem-se, então, o preço da usina marginal para cada hora do dia anterior à operação.
- Dia da operação (D): na ocorrência de uma usina que entrou no despacho programado se tornar indisponível, o Operador a substitui calculando uma nova programação de despacho com base nos preços ofertados pelos geradores no dia anterior. Um gerador que declara indisponibilidade com antecedência não incorre em nenhuma penalidade. No dia D ocorrem também ajustes na operação em decorrência da diferença entre a demanda e produção de renováveis projetada e os valores realizados.

Neste cenário, o preço de equilíbrio de médio prazo esperado será aquele em que cada agente decide quanto ofertar, de forma a maximizar o seu resultado individual, levando em conta a expectativa sobre como os demais agentes agirão.

Dada a complexidade da operação do sistema brasileiro, tal arranjo comercial se daria em um sistema com grande desafio de otimização devido a representatividade hidráulica na matriz elétrica e a relação intertemporal dos grandes reservatórios hidroelétricos⁴⁷, sendo assim, uma opção seria preservar uma parcela do despacho centralizado, em que o Operador definiria o montante total a ser despachado por submercado, de forma a manter a otimização no nível dos intercâmbios entre regiões, a partir do que a competição por oferta de preços seria interna aos submercados.

Cabe ressaltar que a mudança para oferta de preços não significa a obsolescência dos modelos computacionais. Com esta modificação, os modelos computacionais passam a ter duas funções: (i) assessorar cada agente na estratégia de oferta de preço e quantidade; e (ii) fazer o casamento da oferta e demanda considerando todas as restrições operativas do sistema.

⁴⁷ A operação de usinas hidroelétricas em série no mesmo curso d'água, tem a sua jusante (rio abaixo) condicionada pelas defluências das hidroelétricas rio acima (a montante). Isso significa que as hidroelétricas com reservatórios de regularização que estejam acima no curso d'água podem influenciar a operação das demais usinas que estejam rio abaixo, especialmente se as hidroelétricas a jusante forem a fio d'água.

Capítulo VIII

Conclusão

O setor elétrico atravessa um momento de mudanças e aprimoramentos regulatórios, de um mercado “*Utility centricity*”, com as distribuidoras exercendo papel central da dinâmica do setor elétrico, para o “*Customer centricity*”, com os consumidores exercendo papel central da dinâmica do setor elétrico.

Com a modernização do parque de medição e implementação em larga escala dos medidores inteligentes, atrelado ao acesso a novas possibilidades de estrutura tarifária, proporciona-se aos consumidores a correta sinalização do preço da energia. Seja através de um agregador de cargas, formando uma comunidade de energia, ou mesmo isoladamente, o consumidor passa a ter um papel ativo no setor elétrico, participando de programas de reposta da demanda, contribuindo para suavizar picos de demanda, optando pela contratação de energias renováveis e mitigando o impacto das mudanças climáticas ao “deslocar” o despacho de usinas termoeletricas, mais cara e com mais emissão de gases de efeito estufa.

Nesse contexto e em linha com as melhores práticas internacionais, o primeiro passo para garantir o empoderamento do consumidor refere-se à liberalização do mercado livre. E a proposta desta tese é justamente apresentar um rito regulatório a ser implementado durante esse período de transição, com o cuidado de se atentar aos compromissos contratuais já firmados e à possibilidade de frustração de expectativas estabelecidas pela marco institucional-regulatório vigente.

Ainda que a abertura do mercado livre possa proporcionar ganhos para o sistema como um todo após sua implementação, na migração de um regime para o outro as alterações nos direitos e deveres pode provocar ganhos e perdas para diferentes agentes. Assim, é essencial um rito regulatório na transição que traga segurança jurídica, econômica e migrações com base em ganhos reais.

O acesso ao mercado livre de energia deve ser garantido a todos os consumidores, sendo facultativa a migração a depender do apetite ao risco, perfil de consumo, dentro outros fatores.

O Novo Marco Regulatório deve ser baseado em três pilares fundamentais: (i) empoderamento do consumidor; (ii) racionalização de benefícios e encargos entre consumidores; (iii) sinalização do preço real da energia e expansão da geração baseada no mercado livre.

Além da abertura do mercado livre para os todos os consumidores atendidos acima de 2,3 kV (“Grupo A”), com base nas análises realizadas, propõe-se que a liberalização do mercado livre para todos os consumidores (“Grupo B”) ocorra a partir de 2028, estabelecendo um marco intermediário para que os consumidores comerciais estejam habilitados a migrarem a partir de 2026.

Como o cronograma de abertura estabelecido, deve-se iniciar a promoção de campanhas de conscientização sobre o procedimento de adesão ao agente varejista, além dos benefícios e desafios de atuação no mercado livre. O consumidor deve entender que, ao pagar sua conta de energia elétrica, remunera a:

- (i) distribuidora local, pela prestação de serviços relacionados à construção, manutenção e operação das redes de distribuição (serviço fio), além de atividades relacionadas à medição;
- (ii) comercializadora, pela gestão da compra de energia, faturamento, interação com a CCEE, dentre outras atividades.

Para mitigar impactos no segmento de distribuição, deve-se realizar a segregação das atividades relacionadas à atividade de comercialização de energia (Parcela A) e serviço fio (Parcela B):

- (i) Comercialização de Energia (Parcela A): atividades relacionadas à gestão da compra, venda, gerenciamento e pagamento de encargos. Responsabilidade: agente varejista ou comercializador de energia regulada;
- (ii) Serviço fio (Parcela B): relacionadas ao planejamento, construção, operação e manutenção das redes de distribuição, além da prestação do serviço de medição e combate às perdas. Responsabilidade: distribuidoras.

Além disso, deve-se estabelecer a configuração do Comercializador de Energia Regulada (CER) que, de imediato, seria uma *spin-off* de cada distribuidora. Este agente seria responsável por gerenciar a comercialização de energia das unidades consumidoras localizadas na área de concessão de cada distribuidoras e exerceria uma atividade regulada pela ANEEL, com tarifa regulada e sujeita às revisões e reajustes tarifários periódicos.

Com base na análise internacional, o estabelecimento de uma tarifa regulada é de suma importância uma vez que será a base da atratividade do mercado livre, considerando que os consumidores, sempre que desejarem e mediante aprovação pelo CER, podem retornar ao ambiente regulado, solicitando o atendimento e a aplicação dessas tarifas em detrimento aos produtos oferecidos pelos agentes varejistas - esses agentes serão responsáveis por desburocratizar e viabilizar o acesso ao mercado livre dos consumidores atendidos em baixa tensão.

Como as distribuidoras não possuem mecanismos eficientes para realizar a gestão da sobrecontação decorrente da migração dos consumidores ao mercado livre, propõe-se a centralização dos contratos das distribuidoras no Operador Nacional de Mercado (ONM) – ou, mediante avaliação, na CCEE.

O papel do ONM seria realizar a comercialização dos contratos, estabelecendo um preço uniformizado no Brasil (“PMIX Brasil”). Propõe-se a criação de um encargo, o “Encargo-ACL”, a ser rateado entre todos os consumidores, livres e cativos, para formar a “Conta-ACL” e garantir que eventuais lucros e prejuízos com essa atividade sejam revertidos aos consumidores.

Com base na análise internacional, um dos principais desafios na abertura do mercado livre refere-se à inércia do consumidor em não migrar, mesmo diante de preços mais atrativos. Sendo assim, de imediato, não é esperada uma velocidade de migração acelerada para os consumidores atendidos em baixa tensão, para os quais a conta de energia elétrica não é uma parcela relevante do orçamento.

Considerando uma migração de 20% dos consumidores “Grupo A”, 10% dos consumidores comerciais e 5% dos residenciais e rurais até 2030, o “encargo-ACL” iniciaria em R\$ 2,54/MWh em 2024, alcançando um valor máximo de R\$ 14,62/MWh em 2030, com o encargo rateado entre todos os consumidores do SIN.

Como a expansão do parque de geração passará a ser lastreada pelo mercado livre, o que beneficiará a expansão de fontes renováveis, para assegurar segurança elétrica e energética, deve-se garantir a fortificação do mercado de capacidade, baseado no conceito de neutralidade tecnológica, e o mercado de serviços ancilares.

Já no médio prazo, como aprimoramentos para estudos futuros e consolidação do mercado livre, para assegurar o empoderamento do consumidor se faz necessária implementar uma modernização tarifária, atrelada a uma política para substituição dos medidores de energia elétrica.

Os consumidores do ambiente cativo são faturados de acordo com uma tarifa volumétrica (TUSD+TE, em kWh), estabelecida para todos os horários, mediante um medidor eletromecânico. Porém, pela experiência internacional, a correta sinalização dos preços da energia e em tempo real é essencial para garantir uma participação ativa do consumidor no setor elétrico.

Além disso, preferencialmente, os consumidores devem ter acesso à uma tarifa binômia (em que existe a segregação da tarifa em duas partes: parcela demanda, em kW e variável, em kWh) ou para uma tarifa trinômia (em que existe a segregação da tarifa em três partes: parcela fixa para todas as unidades consumidoras, em kW/UC, parcela demanda, em kW e variável, em kWh).

Um sistema de medição moderno, com adequada estrutura tarifária e associado a um robusto sistema de telecomunicações, provê informações sobre o hábito dos consumidores e configura-se como indutor para otimização do uso da energia, sendo a base para programas robustos de resposta da demanda.

O principal desafio nesse contexto seria estabelecer o rito para substituição dos medidores, definindo prazos, responsabilidades e, principalmente, como seria a alocação dos custos envolvidos.

Por fim, é essencial a formação de preços críveis para refletir a correta situação energética, de maneira que o consumidor possa realizar uma gestão baseada em fatos e dados. Assim, uma proposta é estudar a formação de preços mediante ofertas realizadas pelos próprios agentes de geração, que dada a complexidade da operação do sistema brasileiro, se daria em um sistema com grande desafio de otimização devido a representatividade hidráulica na matriz elétrica e a relação intertemporal dos grandes reservatórios hidroelétricos.

Em resumo e diante do exposto, a presente tese se propôs estudar duas premissas principais:

- (i) Premissa 1: a elegibilidade ao mercado livre deve incluir todos os consumidores, porém é mandatório a implementação de aprimoramentos regulatórios. Para garantir estabilidade e robustez do Setor Elétrico, o sucesso da abertura do mercado livre depende mais da maneira de como o mercado seria estruturado, de quais medidas deveriam ser implementadas, do que da velocidade de migração em si.

Comentário 1: afigura-se indiscutível a importância de definir um cronograma para a abertura do mercado livre já no curto prazo. Se tal medida não for implementada e considerando a obrigação das distribuidoras em atender a totalidade do seu mercado de concessão, se faria necessária a contratação de energia nos leilões

vindouros de energia nova (LEN A-3 ou LEN A-5), perpetuando o desafio dos contratos legados.

Em resumo, o rito regulatório para garantir a adequada expansão do mercado livre deve incluir: (i) definição de um cronograma oficial, com os marcos da expansão do mercado livre; (ii) implementação de campanhas de fiscalização sobre os benefícios e desafios do mercado livre; (iii) estabelecimento do comercializador de energia regulada (CER); (iv) centralização dos contratos legados das distribuidoras no Operador Nacional de Mercado (ONM).

- (ii) Premissa 2: a atratividade do mercado livre não será a mesma para todos os consumidores decorrente de fatores como: limite de crédito, diferentes perfis de consumo e sazonalidade, variabilidade do preço médio da energia das distribuidoras em diferentes áreas de concessão etc.

Comentário 2: nesse contexto se faz necessário a configuração do centralizador de contratos para o estabelecimento do “PMIX Brasil”, de maneira a unificar o preço da energia no Brasil, mitigando a alocação não isonômica de riscos e benefícios da comercialização do excedente de energia resultante da migração dos consumidores para o ambiente livre.

Propõe-se a criação de um encargo, o “Encargo-ACL”, a ser rateado entre todos os consumidores, livres e cativos, para formar a “Conta-ACL” e garantir que eventuais lucros e prejuízos com a comercialização dos contratos seriam revertidos aos consumidores.

Referências Bibliográficas

- [1] CCEE - Câmara de Comercialização da Energia Elétrica, Análise das migrações ao ACL – 2010 a 2022, 2022.
- [2] ANEEL - Agência Nacional do Setor Elétrico, “OFÍCIO nº 8/2022-SRM/ANEEL. Estudo sobre a abertura do mercado livre de energia, de que trata a Portaria MME nº 465.,” 2019.
- [3] MME - Ministério de Minas e Energia, “Nota Técnica nº 27/2022/ASSEC. Avaliação das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 131/2022.,” 2022.
- [4] IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. “Características gerais dos domicílios e dos moradores 2022”. Junho de 2023. Disponível em <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/media/com_mediaibge/arquivos/1cd893a10b3cabf31fc31e994531632f.pdf> Acessado 07/2023.
- [5] IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente, “Exclusão Elétrica Na Amazônia Legal: Quem Ainda Está Sem Acesso À Energia Elétrica?”. Outubro 2020.
- [6] OLIVEIRA, C. et al. “Consumer-centric electricity markets: A comprehensive review on user preferences and key performance indicators” Electric Power Systems Research. v. 210, 2022.
- [7] HAMPTON, H. et al. “Developing future retail electricity markets with a customer-centric focus” Energy Policy. v.168, 2022.
- [8] FOSTER, V. A. R. “Rethinking power sector reform in the developing world”, Washington, DC: Sustainable Infrastructure Series, 2020.
- [9] GENCER, B.; LARSEN, E. R. ACKERE, A. “Understanding the coevolution of electricity markets and regulation” Energy Policy. Maio 2020.
- [10] VIANA, A. G. “Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil.” Tese (Doutorado) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2019.
- [11] HUNT, S. “Making competition work in electricity”, John Wiley & Sons, 2002.
- [12] IEA - International Energy Agency. “Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems”. Electricity Market Series, 2016.
- [13] JOSKOW, P. L. “Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design” Utilities Policy. v.16, 2007.
- [14] HOBBS et al. “A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: the PJM reliability pricing model” IEEE Transactions on Power Systems. v. 22, 2007.
- [15] NEWBERY, D. “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors” Energy Policy. v. 94, 2015.

- [16] HOGAN, M. “Hitting the mark on missing money: How to ensure reliability at least cost to consumers” RAP - Regulatory Assistance Project. 2016.
- [17] SCOTT, J. et al. “Coal Phase-Out in Germany: The Role of Coal Exit Auctions” Agora Energiewende 2022.
- [18] EUROPEAN COMMISSION. “Reform of electricity market design” 2023.
- [19] SCHNEIDER, M. et al. “The world nuclear industry - status report 2022” A Mycle Schneider Consulting Project. 2022.
- [20] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. “Plano Nacional de Energia - PNE 2050” 2020.
- [21] FORRESTER et al. “Opportunities and challenges to capturing distributed battery value via retail utility rates and programs” Lawrence Berkeley National Laboratory. 2021.
- [22] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. “Experiência internacional com tarifas dinâmicas de eletricidade - Informe técnico” 2021.
- [23] FSR - Florence School of Regulation. “Dynamic retail electricity tariffs: choices and barriers” 2020.
- [24] FERC - Federal Energy Regulatory Commission. “Assessment of demand response and advanced metering” 2022.
- [25] WESCHE J.P. et al. “Organizations as electricity agents: Identifying success factors to become a prosumer” Journal of Cleaner Production. v. 315, 2021.
- [26] EUROPEAN COMMISSION. “Residential Prosumers in the European Energy Union” 2017.
- [27] KOTILAINEN K et al. “Chapter 9 - From energy consumers to prosumers: how do policies influence the transition?” Academic Press. Pages 197-215. 2021.
- [28] SIOSHANSI F. et al. “Behind and beyond the meter - Digitalization, aggregation, optimization, monetization” Academic Press. 2020.
- [29] SOUSA T. et al. “Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review” Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 109, 2019.
- [30] MENGELKAMP E. et al. “Designing microgrid energy markets. A case study - The Brooklyn Microgrid” Applied Energy. v. 210, 2018.
- [31] CEER - Council of European Energy Regulators. “CEER roadmap to 2025 well-functioning retail energy markets” 2022.
- [32] ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. “Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2021” 2022.
- [33] FABRA N., “Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis,” Energy Economics 2023.
- [34] CERRE - Centre on Regulation in Europe. “Retail energy markets under stress – lessons learnt for the future of market design” 2022.
- [35] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. “Resumo informativo – Mercado liberalizado eletricidade” 2023.
- [36] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. “Resumo informativo – Mercado liberalizado eletricidade” 2010.

- [37] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. “Ofertas comerciais – Simulador de preços de energia” 2021.
- [38] NDEBELE, T. et al. “Consumer switching in retail electricity markets: Is price all that matters?” *Energy Economics*. v. 83, 2019.
- [39] TOUNQUET, F et al. “Benchmarking smart metering deployment in the EU-28: final report” European Commission - Publications Office, 2020.
- [40] ENERGINET. “The Danish electricity retail market - Introduction to datahub and the Danish supplier-centric model” 2017.
- [41] TOUNQUET, F et al. “Supporting country fiches accompanying the report Benchmarking smart metering deployment in the EU-28” European Commission - Publications Office, 2020.
- [42] ACENDE BRASIL “White Paper: Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações” 2012.
- [43] TOLMASQUIM T. M. et al. “Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil” *Energy Policy*, v. 158, 2021.
- [44] REGO E. E. “Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos Conceituais, Metodológicos e suas Aplicações” Tese (Doutorado) Programa de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, 2012.
- [45] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Premissas econômicas e demográficas” 2022. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Economia%20-%20cen%C3%A1rios%20para%20os%20pr%C3%B3ximos%20dez%20anos.pdf>> Acesso em 04/2023.
- [46] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda de Eletricidade” 2022. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202032.pdf>> Acesso em 04/2023.
- [47] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias” 2022. Disponível em < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno_MMGD_Baterias.pdf> Acesso em 04/2023.
- [48] MME – Ministério de Minas e Energia. “GT Modernização do Setor Elétrico – Centralização dos Contratos” 2019.
- [49] ANEEL - Agência Nacional do Setor Elétrico. “Nota Técnica nº 76/2023–SGM/ANEEL. Análise das disposições sobre a comercialização varejista instituídas pela Lei nº 14.120, de 2021, e sobre a opção de contratação de energia elétrica de que trata a Portaria Normativa nº50/GM/MME, de 2022, face às Resoluções Normativas - REN nº 957, de 2021, REN nº 1.000, de 2021, REN nº 1.009, de 2022, e REN nº 1.011, de 2022” 2023.
- [50] TARIFA MODERNA. “Caderno 4 - Aspectos Regulatórios das Tarifas de Energia Elétrica” 2021.

[51] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. “PEN Plano da Operação Energética 2022-2026” 2022.