

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA

JOVANIO SILVA DOS SANTOS JÚNIOR

**Agregador de dados de medição: Aspectos conceituais e tecnológicos  
caracterizando sua relevância para o processo de abertura do mercado de  
energia elétrica brasileiro**

São Paulo

2024

JOVANIO SILVA DOS SANTOS JÚNIOR

**Agregador de dados de medição: Aspectos conceituais e tecnológicos  
caracterizando sua relevância para o processo de abertura do mercado de  
energia elétrica brasileiro**

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do título de  
Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2024

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.

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, 17 de Junho de 2024.

Assinatura do autor:

Jovanio Santos

Assinatura do orientador:

[Assinatura]

#### Catálogo-na-publicação

Santos, Jovanio

Agregador de dados de medição: aspectos conceituais e tecnológicos caracterizando sua relevância para o processo de abertura do mercado de energia elétrica brasileiro / J. Santos -- versão corr. -- São Paulo, 2024.

120 p.

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

1.Mercados de Energia 2.Abertura de Mercado 3.Agregação de Dados de Medição I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: DOS SANTOS Jr, Jovanio Silva

Título: Agregador de dados de medição: Aspectos conceituais e tecnológicos caracterizando sua relevância para o processo de abertura do mercado de energia elétrica brasileiro

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 22/03/2024

#### Banca Examinadora

Prof. Dr.	Dorel Soares Ramos - Presidente
Instituição:	Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP
Prof. Dr.	Roberto Castro
Instituição:	Externo
Prof. Dr.	Solange Mendes Geraldo Ragazi David
Instituição:	Externo

*Deo omnis honor et gloria hodie et in saecula.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus por me dar saúde, orientação e determinação para conduzir esta pesquisa. Dele e para Ele são todas as coisas. Honra e Glória ao Senhor pelos Séculos dos Séculos.

Aos meus avós João Pereira dos Santos (*in memoriam*) e Darcy Silva Pereira dos Santos, que me criaram, e aos meus pais Jovanio Silva dos Santos e Floripes Germana Ribeiro por todo o apoio durante estes anos. À minha amada Diana María por todo o carinho e apoio.

Aos meus amigos e mentores João Carlos de Oliveira Mello e Alexandre Guedes Viana, por me apoiarem e por acreditarem em mim como pessoa e profissional e aos meus colegas e amigos de trabalho.

Aos professores Dorel Soares Ramos, Fernando Amaral de Almeida Prado Júnior e Solange Mendes Geraldo Ragazi David pela orientação ao longo do curso de Pós-Graduação, ao Professor Roberto Castro pelas valiosas contribuições e à Neide Albertini, pela paciência e apoio.

Aos meus amigos Alfredo Silva e Remington Correa, pelo apoio nas tantas discussões que tivemos sobre a implementação do agregador de medição.

Aos colegas da CCEE e ANEEL pelo tempo dispensado para fornecer inputs e escutar as propostas trazidas durante esta Pesquisa.

A todos que estiveram comigo e me ajudaram, de alguma forma, neste árduo caminho que culminou com esta Pesquisa.

Meus sinceros agradecimentos.

## RESUMO

DOS SANTOS JR, Joviano Silva. **Agregador de dados de medição: Aspectos conceituais e tecnológicos caracterizando sua relevância para o processo de abertura do mercado de energia elétrica brasileiro**. 2024. 116p. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2023.

Muito se tem discutido, principalmente na última década, sobre a completa abertura do mercado de energia no Brasil. Esse termo, qual seja, “completa abertura de mercado” significa possibilitar o acesso ao mercado livre de energia inclusive aos consumidores de baixa tensão, em princípio, por meio de agentes varejistas. Contudo, para que isto seja possível, é necessário endereçar várias questões como por exemplo: separação das atividades de fio e comercialização de energia das Distribuidoras; política de implantação de medidores inteligentes, disponibilização dos dados; avaliar o tratamento da inadimplência de consumidores e agentes de mercado; modelo de transição para o novo modelo (com foco principal nos contratos legados); e finalmente o papel do agente agregador de dados de medição. Certamente todas as temáticas exemplificadas possuem forte impacto sobre o processo de abertura de mercado, contudo algumas podem ser discutidas e implementadas em paralelo e outras, necessariamente, precisam ser implementadas em um ordenamento lógico e sequencial para que o processo seja sustentável. Em outubro de 2023, existiam cerca de 32.000 unidades consumidoras no mercado livre. Na atual regulamentação, essas unidades precisam necessariamente ser modeladas individualmente na CCEE, exigindo do Operador de Mercado um nível de esforço computacional elevado para contabilização e liquidação das posições dos agentes. Um mercado totalmente aberto implica na participação de mais de 89,6 milhões de unidades consumidoras no mercado livre, impondo enfrentar o desafio de aperfeiçoar a regulamentação para implantar o agente de agregação de dados de medição, fato que permitirá à CCEE ter a capilaridade necessária para o tratamento desses dados, possibilitando uma operacionalização mais eficiente e adequada da completa abertura de mercado. Este agente seria responsável pela agregação dos dados de medição de consumidores de uma determinada localidade, tendo a comunicação com outros dois agentes: o primeiro, claramente, a própria CCEE, e o segundo, o agente varejista, que representa esses agentes perante a CCEE, e, também, emite o faturamento para seus clientes. Esta Pesquisa tem como objetivo central contribuir com as discussões sobre a atividade de agregação de medição, mostrando seu Estado da Arte em mercados de energia selecionados, como esses mercados adotaram esta atividade em seu movimento de liberalização, e uma sugestão de rota regulatória e desenho de mercado, considerando o ambiente de negócios local.

**Palavras-chave:** Desenho de Mercado. Setor Elétrico Brasileiro. Abertura de Mercado. Agregadores. Agente Agregador de Dados de Medição.

## ABSTRACT

DOS SANTOS JR, Jovanio Silva. **Metering Aggregator: Conceptual and technological aspects characterizing its relevance to the opening process of the Brazilian power market.** 2024. 116p. Thesis (Master in Power Systems) – Polytechnic School, University of São Paulo, 2023.

Much has been discussed, especially in the last decade, about the complete opening of Brazil's power markets. This term, namely "complete market opening," means enabling access to the free energy market even for low-voltage consumers, initially through retail agents. However, for this to be possible, several issues need to be addressed, such as the separation of wire activities and energy commercialization from distributors; the policy for implementing smart meters and making data available; evaluating the treatment of consumer and market agent default; the transition model to the new framework (with a main focus on legacy contracts); and finally, the role of the metering data aggregator agent. Certainly, all the themes exemplified have a strong impact on the market opening process, but some can be discussed and implemented in parallel, while others necessarily need to be implemented in a logical and sequential order for the process to be sustainable. In October 2023, there were about 32,000 consumer units in the free market. Under the current regulation, these units must necessarily be individually modeled in the CCEE, requiring the Market Operator to exert a high level of computational effort to account for and settle the positions of the agents. A fully open market implies the participation of more than 89.6 million consumer units in the free market, imposing the challenge of refining the regulation to implement the metering data aggregation agent, a fact that will enable the CCEE to have the necessary capillarity for handling this data, allowing for a more efficient and adequate operationalization of the complete market opening. This agent would be responsible for aggregating the metering data of consumers in a given locality, communicating with two other agents: first, clearly, the CCEE itself, and second, the retail agent, who represents these agents before the CCEE and also issues billing to its clients. This Research aims to contribute to the discussions on the metering aggregation activity, showing its State of the Art in selected power markets, how these markets adopted this activity in their liberalization movement, and suggesting a regulatory route and market design, considering the local business environment.

**Keywords:** Market Design. Brazilian Power Sector. Power Market Opening. Aggregators. Metering Data Aggregation Agent.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Valor dos agregadores de serviço baseado em aspectos regulatórios e tecnológicos. ....	21
Figura 2 - Rota estratégica para a incorporação de RED e RD no sistema elétrico europeu. ....	22
Figura 3 - Estrutura Community Choice Aggregators. ....	22
Figura 4 - Taxas médias de troca de comercializador varejista. ....	25
Figura 5 - Consumidores Brasil - Grupos A e B. ....	26
Figura 6 - Estratificação dos consumidores Grupo A (fonte: adaptado de CCEE, 2023). ....	26
Figura 7 - Potencial de migração de novas UCs para o mercado livre. ....	27
Figura 8 - Rota regulatória proposta para implantação e operacionalização da atividade de agregação de medição no Brasil. ....	27
Figura 9 - Proposição de desenho de mercado para a atividade de agregação de medição no Brasil. ...	28
Figura 10 - Divisão de capítulos desta Pesquisa. ....	29
Figura 11 - Sugestão de leitura desta Pesquisa. ....	29
Figura 12 - Valor dos agregadores de serviço baseado em aspectos regulatórios e tecnológicos. ....	37
Figura 13 - Exemplo de atuação de agente agregador com outros agentes de mercado. ....	40
Figura 14 - Rota estratégica para a incorporação de RED e RD no sistema elétrico europeu. ....	42
Figura 15 - Estrutura Community Choice Aggregation. ....	46
Figura 16 - Estruturas típicas de CCAs em mercados regulados e reestruturados. ....	47
Figura 17 - Estados que possuem a estrutura CCA. ....	48
Figura 18 - Modelo de negócio padrão de agregador de serviço. ....	50
Figura 19 - Modelo de negócio para operação de REDs. ....	51
Figura 20 - Modelo de negócio de agregação como planejador central. ....	51
Figura 21 - Aspectos a serem endereçados na integração de REDs. ....	52
Figura 22 - Projeto Symphony: integração de REDs por topologia VPP. ....	54
Figura 23 - Concessionárias verticalmente integradas e áreas de atuação. ....	58
Figura 24 - Taxas médias de troca de comercializador varejista. ....	61
Figura 25 - Equipamentos e sistemas de formam o conceito de fronteira comercial. ....	63
Figura 26 - Processo de registro de fronteiras comerciais. ....	64
Figura 27 - Estatísticas de fronteiras comerciais por categoria de agente. ....	64
Figura 28 - Topologia DCC, serviços e usuários. ....	68
Figura 29 - Topologia de medição do mercado alemão de energia. ....	69
Figura 30 - Relação entre agentes do mercado alemão. ....	70
Figura 31 - Topologia Elhub. ....	71
Figura 32 - Topologia do modelo de gateway. ....	73
Figura 33 - Atividades do serviço de medição. ....	74
Figura 34 - Consumidores Brasil - Grupos A e B. ....	81
Figura 35 - Estratificação consumidores Grupo A. ....	81
Figura 36 - Potencial de migração de novas UCs para o mercado livre. ....	82
Figura 37 - Migração de consumidores (demanda contratada superior a 500 kW - 2024). ....	83
Figura 38 - Migração de consumidores (demanda contratada inferior a 500 kW - 2024). ....	83
Figura 39 - Total de migrações de consumidores – 2024. ....	83
Figura 40 - Evolução da topologia da rede elétrica. ....	84
Figura 41 - Áreas de tecnologia de redes inteligentes. ....	86
Figura 42 - Rota regulatória proposta para implantação e operacionalização da atividade de agregação de medição no Brasil. ....	89
Figura 43 - Rito regulatório das Agências Reguladoras brasileiras. ....	90
Figura 44 - Arquitetura do modelo SGAM. ....	93
Figura 45 - Comitês estruturados para o caso alemão. ....	93

Figura 46 - Informação sobre a decisão dos Estados-membros da UE para adoção de medidores inteligentes. ....	94
Figura 47 - Progresso da implementação de medidores inteligentes nos Estados-membros da EU. ....	95
Figura 48 - Planejamento para implementação de medidores inteligentes: experiência europeia. ....	96
Figura 49 - Planejamento da Alemanha para a implementação de medidores inteligentes. ....	96
Figura 50 - Proposição de desenho de mercado para a atividade de agregação de medição no Brasil. ....	97

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Diferentes mercados de energia e abordagens de agregação de medição. ....	24
Tabela 2 - Comparativos entre as estruturas de CCAs em diferentes mercados. ....	47
Tabela 3 - Responsabilidades dos diferentes tipos de LSEs. ....	48
Tabela 4 - Estimativa de quantitativos relacionados aos CCAs. ....	48
Tabela 5 - Modelos de negócio baseados no compartilhamento de recursos. ....	49
Tabela 6 - Exemplos de agregadores que atuam na Europa. ....	53
Tabela 7 - Propriedade dos medidores em diferentes mercados europeus. ....	56
Tabela 8 - Valores regulados pelo OFGEM para serviços de medição. ....	57
Tabela 9 - Diferentes mercados de energia e abordagens de agregação de medição. ....	60
Tabela 10 - Estratégias dos diferentes Estados Membros da UE relativa às atividades de medição. ...	67

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEMC	Australian Energy Market Commission
AEMO	Australian Energy Market Operator
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASIC	Administración del Sistema de Intercambios Comerciales
CBA	Cost Benefit Analysis
CCA	Community Choice Aggregators
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDR	Consumer Data Right
CGM	Centro de Gestión de Medida
CLS	Controllable Local Systems
CND	Centro Nacional de Despacho
CP	Consulta Pública
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DCC	Data Communications Company
DNO	Distribution Network Operator
DNSP	Distribution Network Service Provider
DSO	Distribution Service Operator
EMP	External Market Participant
EMS	Energy Management Systems
ESG	Environmental, Social and Governance
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GIDI	Gestor Independiente de Datos y Información
HAN	Home Area Network
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada
iMSys	Intelligent Metering System
ISO	Independent System Operator
ISO	Independent System Operator
LAC	Liquidación y Administración de Cuentas
LMN	Local Metrological Network
LSE	Load-serving Entity
MME	Ministério de Minas e Energia
NMI	National Metering Identifier
NT	Nota Técnica
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets

OR	Operador de Rede
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia
PL	Projeto de Lei
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PURPA	Public Utility Regulatory Act
RD	Resposta à Demanda
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RF	Representante de Frontera
RTO	Regional Transmission Organization
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMGW	Smart Meter Gateways
TI	Tecnologia da Informação
TIC	Tecnologia de Informação e Comunicação
TSO	Transmission System Operator
UC	Unidade Consumidora
VE	Veículo Elétrico
VPP	Virtual Power Plant
WAN	Wide Area Network

## SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO .....	19
SE 1. ENTENDIMENTO DO PROBLEMA E OBJETIVOS DO TRABALHO .....	19
SE 2. ESTADO DA ARTE EM AGREGADORES DE SERVIÇO.....	20
SE 3. AGREGAÇÃO E SERVIÇOS DE MEDIÇÃO EM ENERGIA.....	23
SE 4. PROPOSTA PARA AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO NO BRASIL .....	25
SE 5. SUGESTÃO DE LEITURA DESTA PESQUISA.....	28
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>30</b>
1.1. ABERTURA DE MERCADO NO BRASIL: O CONSUMIDOR COMO PRIORIDADE .....	30
1.2. PROBLEMÁTICAS SOBRE O PROCESSO DE MODELAGEM DE CONSUMIDORES NA CCEE.....	31
1.3. OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO.....	33
1.4. METODOLOGIA .....	33
<b>CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE EM AGREGADORES DE SERVIÇO.....</b>	<b>35</b>
2.1. INTRODUÇÃO .....	35
2.2. VALOR DOS AGREGADORES PARA O SISTEMA ELÉTRICO .....	36
2.3. ESTADO DA ARTE: AGREGADORES EM MERCADOS DE ENERGIA .....	41
2.3.1. MERCADO EUROPEU.....	41
2.3.2. MERCADO AMERICANO.....	46
2.4. MODELOS DE NEGÓCIO .....	49
2.4.1. MODELO PADRÃO (STANDARD) .....	49
2.4.2. MODELO DE OPERAÇÃO DE REDS.....	50
2.4.3. MODELO DE PLANEJADOR CENTRALIZADO .....	50
2.5. EXEMPLOS DE AGREGADORES DE SERVIÇO: EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL.....	51
2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	54
<b>CAPÍTULO 3 – AGREGAÇÃO E SERVIÇOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA.....</b>	<b>55</b>
3.1. INTRODUÇÃO .....	55
3.2. SERVIÇO DE MEDIÇÃO.....	55
3.3. AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO .....	59
3.3.1. MERCADO COLOMBIANO .....	62
3.3.2. MERCADO EUROPEU.....	66
3.3.2.1. REINO UNIDO.....	66
3.3.2.2. ALEMANHA.....	68
3.3.2.3. NORUEGA.....	70
3.3.2.4. AUSTRÁLIA .....	71
3.4. SEGURANÇA DE DADOS E A AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO .....	76
3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	78
<b>CAPÍTULO 4 - PROPOSTA PARA A AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO NO BRASIL .....</b>	<b>80</b>
4.1. INTRODUÇÃO .....	80
4.2. ATUAIS DISCUSSÕES SOBRE AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO .....	80
4.3. PROPOSIÇÃO DE ROTA REGULATÓRIA.....	84
4.3.1. DIRETRIZ SETORIAL .....	89
4.3.2. REGULAMENTAÇÃO .....	89
4.3.2.1. TOMADA DE SUBSÍDIO .....	90
4.3.2.2. CONSULTA PÚBLICA .....	90
4.3.2.3. AUDIÊNCIA PÚBLICA .....	91
4.3.3. COMITÊ DE ESTUDOS, NORMATIZAÇÃO E PADRONIZAÇÃO.....	91
4.3.4. IMPLEMENTAÇÃO .....	94

<b>4.4. PROPOSIÇÃO DE DESENHO DE MERCADO PARA A AGREGAÇÃO DE MEDIÇÃO.....</b>	<b>95</b>
<b>4.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>98</b>
<b>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>100</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO A – PREMISSAS PARA AS PROJEÇÕES RELATIVAS À ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO .....</b>	<b>108</b>
<b>ANEXO B – PROJEÇÕES DO ESTUDO DE MIGRAÇÃO DE CLIENTES PARA O ACL.....</b>	<b>115</b>

# Sumário Executivo

## SE 1. Entendimento do Problema e Objetivos do Trabalho

A temática da abertura total de mercado no Brasil tem sido amplamente discutida, principalmente a partir de 2016, ganhando tração com vários instrumentos (como as Consultas Públicas MME 21/2016, 33/2017, o Projeto de Lei - PL 414/2021, entre outros), e permitindo que o assunto ganhasse maturidade ao longo desse tempo.

O movimento de liberalização do mercado deve ter como orientador o consumidor final, posto que é o agente a ser beneficiado pela competição de mercado que haverá entre distintos supridores de energia (e, eventualmente, o braço varejista da distribuidora local), o que contribui para a redução da tarifa de energia paga, assim como se pode perceber observando vários mercados internacionais. No entanto, para que isso seja verdade (redução do valor da tarifa de energia), também é necessário um ambiente regulatório que promova competição saudável (como descrito por Littlechild, a competição é, indubitavelmente, a forma mais efetiva, e talvez a única, de proteger o consumidor contra o poder monopolista. A regulação é essencialmente o meio para prevenir excessos possíveis em regime de monopólio e, por certo, não substitui a competição).

Não obstante, o atual desenho de mercado e operacionalização de procedimentos e processos do setor elétrico nacional não foram pensados para um mercado totalmente aberto, não sendo, por óbvio, o único país nesse contexto. O rápido avanço de tecnologias e de novos negócios do setor elétrico no contexto global tem imposto a vários mercados de energia a necessidade de aperfeiçoamento e adaptação de seus desenhos de mercado nos últimos anos. Portanto, o ponto central da problemática desta Pesquisa é a viabilização da completa abertura do mercado de energia do Brasil, possibilitando que as 89,6 milhões de consumidoras (UCs) do país possam fazer parte desse ambiente de negócios, passando a ter seu papel ampliado no setor elétrico, sendo que, para isso, se entende que a figura do agregador de medição é fundamental.

A partir de 2024, quaisquer consumidores conectados em alta tensão (Grupo A), já podem acessar o mercado livre de energia elétrica no país. Nesse sentido, a partir desse marco, potencialmente em torno de 165 mil unidades consumidoras já podem escolher seu fornecedor de energia, aumentando consideravelmente o número de unidades atualmente modeladas no Operador de Mercado (em torno de 32 mil).



Este fato demanda atualização regulatória e procedimental, principalmente no que tange à agregação de dados de medição. Outras projeções que ampliam esta potencialidade de mercado abarcando a baixa tensão enfatizam a importância do tema e, nesse sentido, a temática estudada nesta Pesquisa mostra-se relevante, pois a adoção da agregação de medição no âmbito da abertura de mercado de energia no Brasil é fundamental para que:

- i) conforme já comentado, o movimento de abertura de mercado precisa estar centrado no consumidor final, e a figura do agregador, no futuro, poderá, inclusive, auxiliar o consumidor em outros serviços, como, por exemplo, a própria comparação entre diferentes varejistas dado o seu perfil de consumo de energia, a participação (via agregador de carga), em leilões concorrenciais, nos quais vários consumidores são representados por um agregador e este tem maior poder de barganha para negociar um bloco maior de energia, comparativamente com a situação de um dado consumidor comprar sozinho sua energia, entre outros e,
- ii) a operacionalização da abertura de mercado, dado que, diferentemente dos grandes consumidores, os que possuem carga inferior a 500 kW serão representados pelo comercializador varejista (conforme prevê a Portaria Normativa 50/GM/MME de 2022) e, dessa forma, não serão modelados individualmente no Operador.

Com esse pano de fundo, esta Pesquisa tem dois objetivos principais: i) trazer o Estado da Arte sobre agentes agregadores, bem como sobre a agregação de dados de medição, em mercados de energia selecionados e ii) propor uma rota regulatória e desenho de mercado para a implementação do agente agregador de dados de medição. Adicionalmente aos dois objetivos, também são explorados cenários de migração do Grupo A para os próximos anos, e, complementarmente, cenários prospectivos de abertura do Grupo B, com o intuito de subsidiar as discussões sobre a relevância da temática de agregação de medição.

## **SE 2. Estado da Arte em Agregadores de Serviço**

Os agentes agregadores de serviço surgem em um contexto de alta inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), os quais são exemplificados por veículos elétricos (VEs), sistemas de armazenamento, geração distribuída (GD), entre outros. Esses agentes, a depender da evolução regulatória e tecnológica, podem trazer diferentes valores à operação do sistema elétrico, conforme trabalho de Burger et al. (2016), que sugeriu um *framework* para analisar os diferentes valores destes agentes, conforme apresentado na Figura 1.

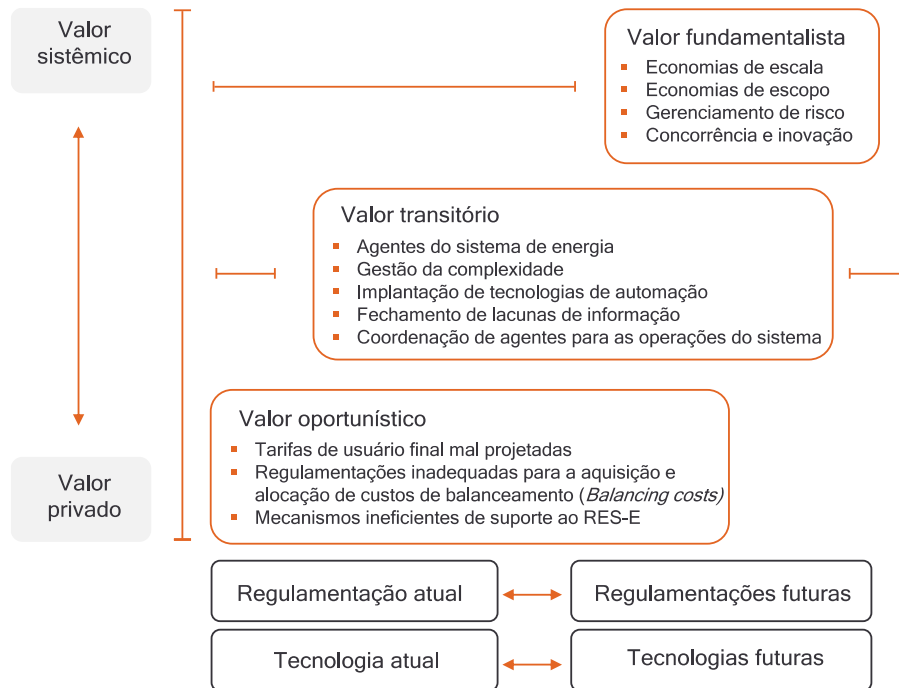


Figura 1 - Valor dos agregadores de serviço baseado em aspectos regulatórios e tecnológicos.

Fonte: Adaptado de Burger et al., 2016

No mercado europeu, o direcionador da expansão dos REDs está centrado nas metas de redução de Gases de Efeito Estufa (GEE), conforme mencionado por Kersher & Arboleya (2021). Nesse sentido, a Europa tem abordado essa questão de forma a incluir definitivamente o consumidor final, principalmente o residencial, na participação do mercado, inclusive no mercado atacadista, com o objetivo de reduzir suas emissões de GEE.

A evolução do mercado de energia europeu segue a tendência mundial de descentralização, tendo as decisões setoriais mais focadas no consumidor final (*consumer centered*) e ao atendimento de suas demandas, cada vez mais específicas. Dado este cenário de descentralização, a via para que isso seja feito será por meio dos agregadores, como estabelecido na diretriz estratégica para a modernização do mercado de energia europeu. A ideia por trás disso é adequar a regulamentação para uma participação massiva de REDs e resposta à demanda (RD), como exemplificado na Figura 2.

Já nos Estados Unidos, os agregadores surgem no bojo da abertura de mercado. Para isso foram criados os agregadores comunitários (Community Choice Aggregators – CCAs), os quais são entidades governamentais locais que adquirem energia em nome de seus consumidores que estão em uma determinada área geográfica, como apresentado na Figura 3.



Figura 2 - Rota estratégica para a incorporação de RED e RD no sistema elétrico europeu.

Fonte: Adaptado de Kersher & Arboleya, 2021.

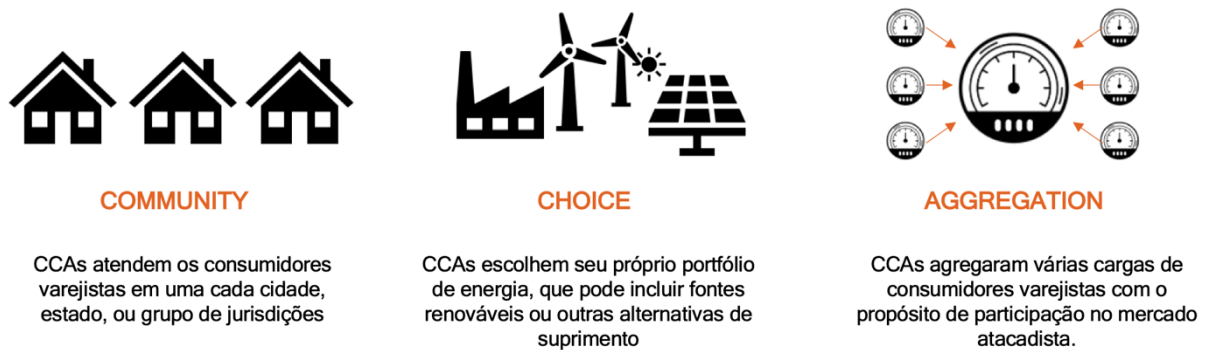


Figura 3 - Estrutura “Community / Choice / Aggregators”.

Fonte: Adaptado de NREL, 2019.

Os CCAs podem ser dirigidos pela administração pública local (municipal ou estadual) ou por um agente de mercado via uma estrutura contratual específica (*joint powers agreement*). Esses agregadores possuem como objetivo a compra de energia no mercado atacadista para seus consumidores, enquanto as *utilities* locais continuam responsáveis pela infraestrutura de transmissão e distribuição. Os consumidores residentes na área de serviço do CCA participam automaticamente da agregação e, caso optem por não permanecer, precisam expressamente expor essa alternativa ao administrador do CCA, retornando à *utility* de atendimento local. Essa estrutura requer uma regulamentação que permita que as *utilities* locais sejam os fornecedores de última instância desses consumidores (Figura 3).

Na aplicação do *framework* proposto por Burger et al., a agregação de medição no Brasil pode ser classificada como um valor transitório, por três motivos: i) a completa abertura de mercado demandará aperfeiçoamentos regulatórios futuros (o que indica um movimento de constante atualização) e ii) atuará na gestão de medição de milhões de UCs e iii) deve ser uma atividade coordenada entre os agentes (consumidores, comercializadores, Operador de Mercado e outros agentes que se fizerem necessários).

### **SE 3. Agregação e Serviços de Medição em Energia**

Relativamente aos serviços de medição, esses podem ser divididos em três: i) a provisão da medição (ou seja, o suprimento do aparelho medidor em si); ii) a operação da medição, a qual consiste na instalação, operação e manutenção do aparelho de medição e iii) a leitura e processamento dos dados de medição.

A experiência internacional da abertura de mercado, no que tange ao aspecto de medição, mostra que, tradicionalmente, após a abertura, esses serviços ficaram com a distribuidora local, sendo que algumas regiões (como a Grã-Bretanha e a Alemanha), adotaram uma abordagem de competição de mercado para esses serviços, permitindo que agentes setoriais diversos à distribuidora fornecessem esses serviços.

Relativamente à agregação de medição, esta pode ser realizada de forma centralizada ou descentralizada, considerando-se características intrínsecas dos diferentes desenhos de mercado de cada país. Algumas experiências internacionais nesse sentido são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Diferentes mercados de energia e abordagens de agregação de medição.

VARIÁVEL DE DESENHO DE MERCADO	COLÔMBIA	REINO UNIDO	NORUEGA	AUSTRÁLIA
GESTOR INDEPENDENTE	GIDI: Proposta CREG 131/2020.	DCC – Data Communications Company. Controlado pela Capita PLC.	ElHub: Controlado por Statnett.	AEMO: Australian Energy Market Operator. Propriedade mista (60% governo e 40% indústria elétrica).
TIPO DE MODELO DE GESTÃO DA INFORMAÇÃO	Centralizado	Gestor de Provedores (centralizado)	Hub com funções (centralizado)	Gateway (descentralizado)
MEDIÇÃO	Descentralizada (Distribuidora)	Centralizada (DCC e subcontratados)	Descentralizada (Distribuidoras e Provedoras)	Descentralizada (Comercializadores)
TELECOMUNICAÇÕES	Descentralizada (Distribuidora-Provedor)	Centralizada (DCC e subcontratados)	Descentralizada (Distribuidoras e Provedoras)	Descentralizada (Comercializadores e Provedoras)
IMPLANTAÇÃO	Distribuidora	Comercializador com apoio do DCC	Distribuidora	Comercializador
EXISTÊNCIA DE COMERCIALIZADOR VAREJISTA INDEPENDENTE	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existe apenas os comercializadores integrados com o segmento de geração de energia.
LIBERDADE DE TROCA DE COMERCIALIZADOR	Sim	Sim	Sim	Sim
LIBERDADE DE NEGOCIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA	Não. Apenas os consumidores não regulados podem negociar livremente.	Sim, para todos os consumidores. Tarifa com teto para medidores pré-pagos ou se nunca mudou de tarifa.	Sim, para todos os consumidores, com medidas de proteção.	Sim, para todos os consumidores, com medidas de proteção e acompanhamento.

**Legenda: GIDI (Gestor Independente de Información), DCC (Data Communications Company), AEMO (Australian Energy Market Operator).**

Fonte: Adaptado de CREG, 2020.

Ademais, também é importante destacar a taxa de troca de comercializador (*switching rate*), dado que pode refletir em possíveis problemas ao consumidor, caso a regulamentação/padronização do sistema de medição não esteja bem endereçada, o que indica que os requisitos de interoperabilidade entre os medidores e os sistemas de comunicação devem ser tais que permitam uma fácil migração do consumidor entre diferentes comercializadores varejistas.

Nos países apresentados na tabela acima, essa taxa chega a 20% dos usuários, sendo que são realizadas melhorias contínuas para a padronização da comunicação e eliminação das barreiras para o processo de troca de comercializador, as quais incluem, por exemplo, problemas de confiabilidade e de velocidade, com tempos médios para o processo de troca em torno de 15 dias ou mais. Ademais, outros fatores que podem contribuir com uma alta taxa de troca de comercializador é de fato o custo de energia (ou até mesmo a energia sendo ofertada com um pacote de outros serviços, como tv a cabo e internet), e as campanhas de conscientização promovidas, dado que, mesmo em mercados já totalmente liberalizados, nem todos os consumidores sabem que têm a opção de trocar seu fornecedor de energia. A Figura 4 apresenta as taxas médias de troca de comercializador para os mercados selecionados<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> As taxas apresentadas são anuais e foram extraídas de CREG (2020), NordREG (2017), OFGEM (2019) e ACCC (2018).

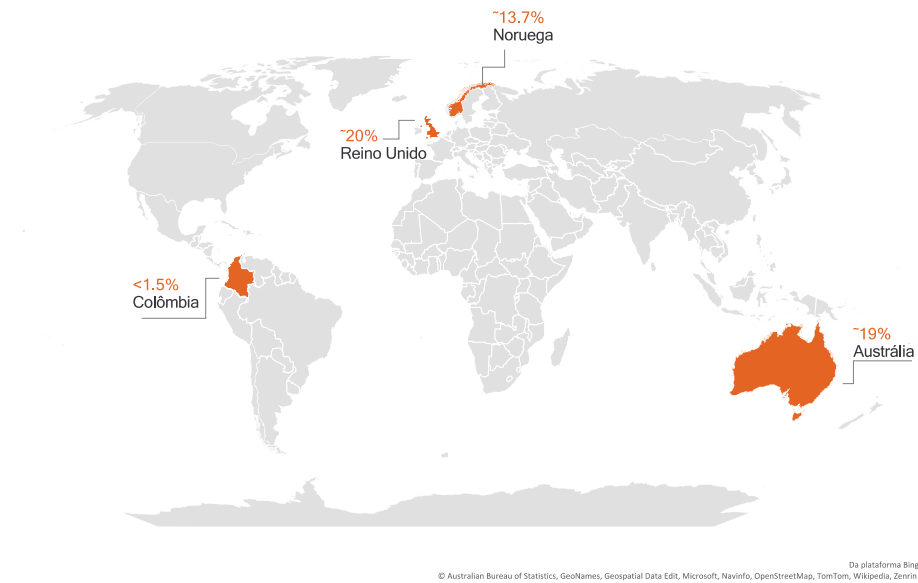


Figura 4 - Taxas médias de troca de comercializador varejista.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

#### SE 4. Proposta para Agregação de Medição no Brasil

De acordo com dados da CCEE (2023), há no Brasil 89,6 milhões de unidades consumidoras (UCs), as quais representam cerca de 67,2 GW-médios de energia consumida. Desse montante, são unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B) 89,4 milhões (consumo de 35 GW-médios), enquanto as unidades conectadas em alta tensão (Grupo A) chegam a 202 mil (consumo de 32 GW-médios), sendo que uma parte substancial dessas unidades já está no mercado livre. Nesse sentido, o Operador estimou que o movimento de abertura de mercado previsto para 2024 potencialmente poderia adicionar cerca de 72 mil novas unidades de consumo para o mercado livre. Incluindo as unidades que possuem GD, este número poderia chegar a 165 mil UCs, o que representa um aumento significativo daquelas atualmente modeladas no Operador (cerca de 32 mil UCs). A Figura 5 apresenta os dados de divisão de consumidores entre os Grupos A e B, enquanto a Figura 6 apresenta a estratificação das unidades do Grupo A por mercado (regulado/livre) e a Figura 7 apresenta o potencial de migração estimado pelo Operador.

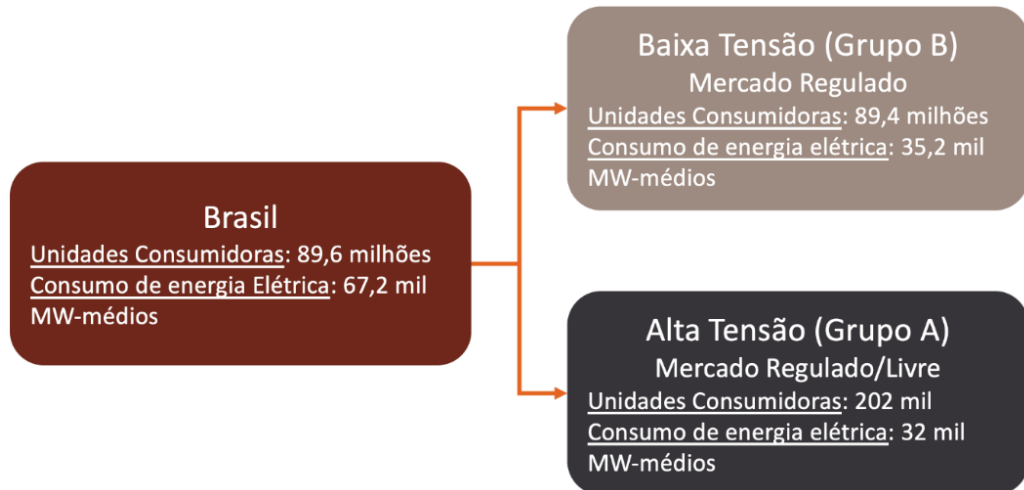


Figura 5 - Consumidores Brasil - Grupos A e B.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

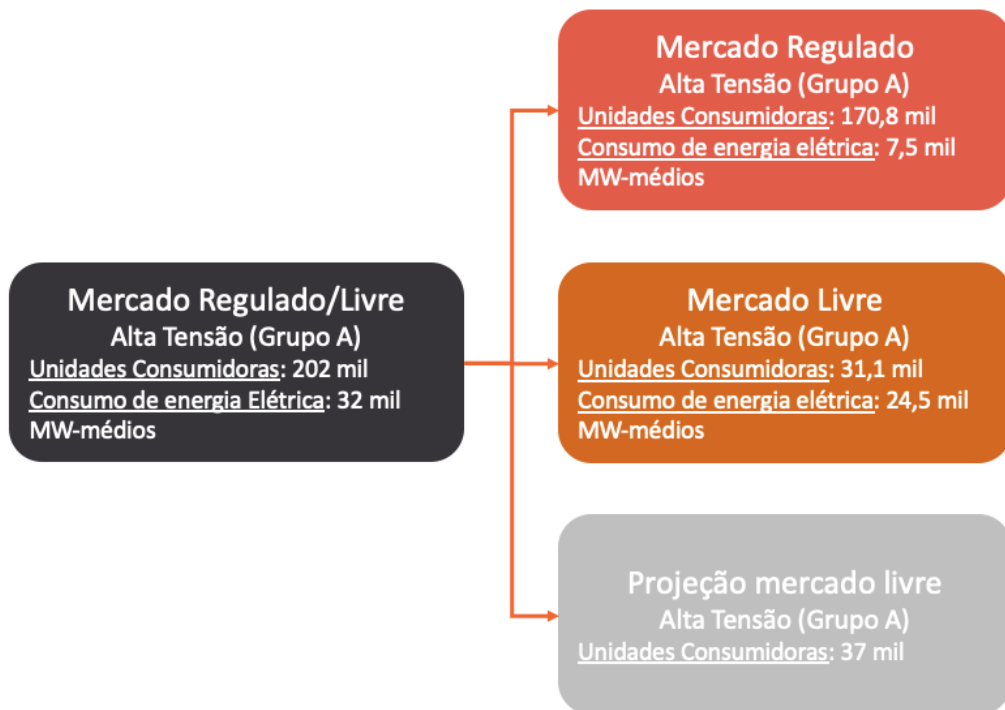


Figura 6 - Estratificação dos consumidores Grupo A (fonte: adaptado de CCEE, 2023).

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

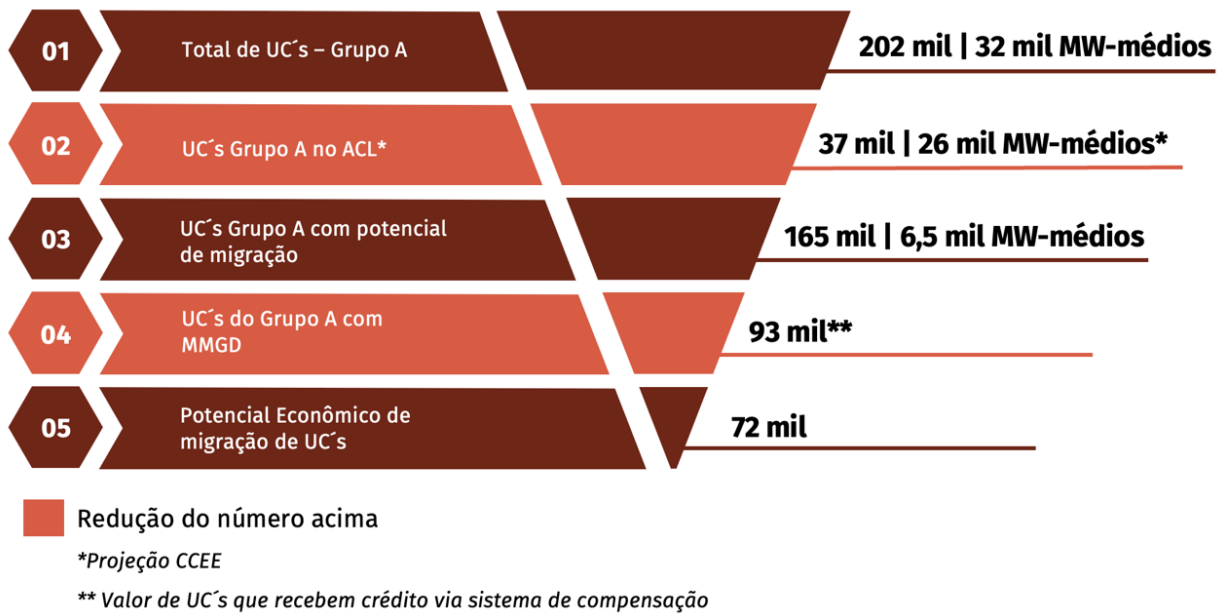


Figura 7 - Potencial de migração de novas UCs para o mercado livre.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

A proposta de rota regulatória, bem como o desenho de mercado, para a agregação de medição busca aliar as boas práticas internacionais e o contexto brasileiro. A Figura 8 apresenta os passos da rota regulatória proposta, enquanto a Figura 9 apresenta a sugestão de desenho de mercado e como seriam as relações entre os diferentes agentes.



#### Diretriz Setorial

Definição de diretriz e política setorial sobre a implantação de sistemas de medição inteligente



#### Regulamentação

Elaboração de Notas Técnicas, Consulta Pública e regulamentação



#### Normatização

Estabelecimento de Comitê de Estudos e Normatização



#### Padronização

Padronização de informações e interoperabilidade



#### Implementação

Implementação da atividade de agregação de medição

Figura 8 - Rota regulatória proposta para implantação e operacionalização da atividade de agregação de medição no Brasil.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.



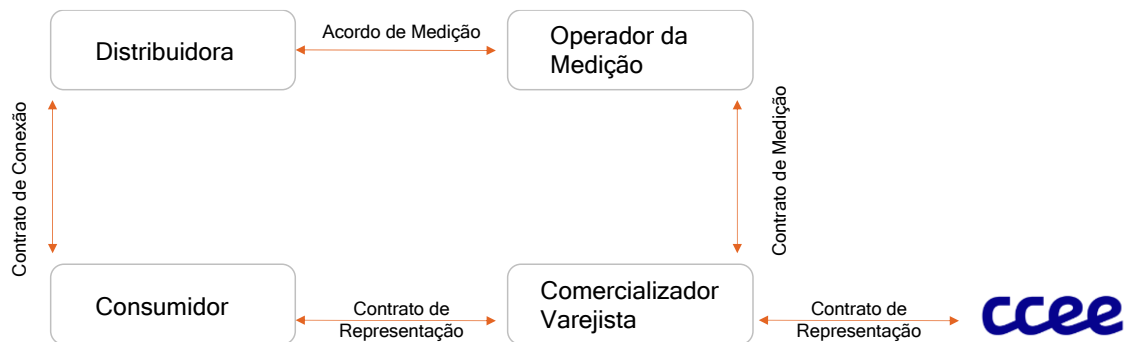


Figura 9 - Proposição de desenho de mercado para a atividade de agregação de medição no Brasil<sup>2</sup>.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

## SE 5. Sugestão de Leitura desta Pesquisa

Esta Pesquisa, está organizada em cinco capítulos, os quais estão apresentados na Figura 10. Além disso, a Figura 11 traz uma sugestão de leitura desta Pesquisa, para diferentes níveis de conhecimento e/ou de interesse dos leitores.

O Capítulo 1 apresenta uma introdução à Pesquisa, abordando a temática da abertura do mercado de energia elétrica no Brasil e contextualizando o leitor sobre os requisitos atuais da regulamentação brasileira aplicada ao consumidor do mercado livre.

O Capítulo 2 aborda o Estado da Arte em serviços de agregação, ao utilizar o referencial de mercado dos casos europeu e americano.

O Capítulo 3 traz como os serviços de medição estão distribuídos e trata mais especificamente sobre a agregação de medição e como ela foi adotada em mercados de energia selecionados.

O Capítulo 4 traz as contribuições desta Pesquisa, a saber: a rota regulatória para a adoção da agregação de medição no Brasil, bem como uma proposta de desenho de mercado para esta atividade.

Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões e considerações finais das temáticas abordadas nesta Pesquisa.

Os anexos desta Pesquisa trazem estudos prospectivos sobre a abertura de mercado no Brasil.

<sup>2</sup> Importante citar que, como os dados são dos consumidores, eles estão no bojo da Lei Geral de Proteção de Dados. Nesse sentido, ressalta-se a importância que os consumidores pré-autorizem os agentes agregadores de dados de medição a compartilhar esses dados com outros agentes de mercado.



Figura 10 - Divisão de capítulos desta Pesquisa.

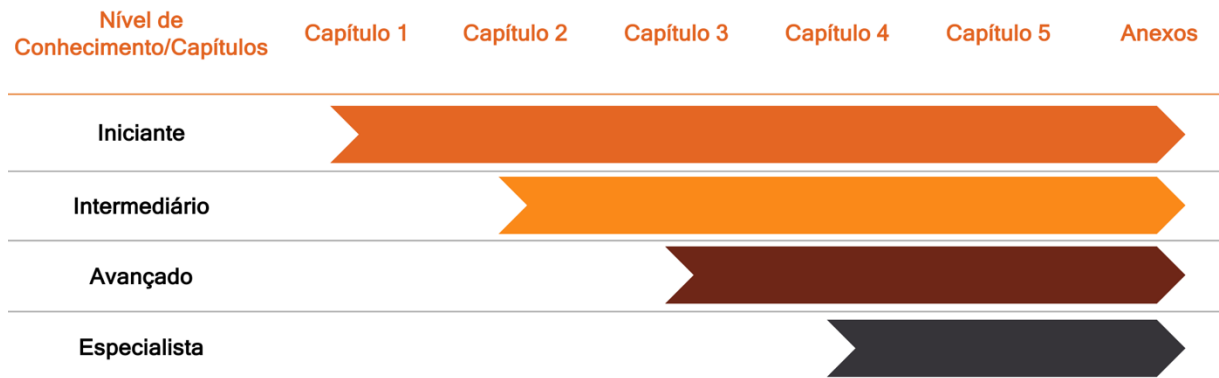


Figura 11 - Sugestão de leitura desta Pesquisa.

# Capítulo 1 - Introdução

## 1.1. Abertura de Mercado no Brasil: O consumidor como prioridade

A temática da abertura total de mercado no Brasil tem sido amplamente discutida, principalmente a partir de 2016, ganhando tração com vários instrumentos (como as Consultas Públicas MME 21/2016, 33/2017, o PL 414/2021, entre outros), permitindo que o assunto ganhasse maturidade ao longo desse tempo.

Quando este assunto é debatido, procura-se endereçar a operacionalização desse processo incluindo o consumidor de baixa tensão (residencial, por exemplo), o qual no desenho de mercado brasileiro atual, pode comprar energia apenas de sua distribuidora local, que, por sua vez, compra esta energia em leilões centralizados.<sup>3</sup>

O movimento de liberalização do mercado deve ter como orientador o consumidor final, posto que é o agente a ser beneficiado pela competição de mercado que haverá entre distintos supridores de energia (e eventualmente o braço varejista da distribuidora local), fato que contribui para a redução do preço de energia paga, conforme se pode perceber ao observar vários mercados internacionais.

Não obstante, para que isso seja verdade (redução do valor da tarifa de energia), também é necessário um ambiente regulatório que promova competição saudável (como descrito por Littlechild, a competição é, indubitavelmente, a forma mais efetiva e, talvez, a única, de proteger o consumidor contra o poder monopolista. A regulação é essencialmente o meio para prevenir excessos que podem ocorrer em regime de monopólio e, de modo algum, substitui a competição).

Contudo, o atual desenho de mercado e operacionalização de procedimentos e processos do setor elétrico nacional não foram pensados para um mercado de energia totalmente aberto, não sendo, por óbvio, o único país nesse contexto. O rápido avanço de tecnologias e de novos negócios do setor elétrico no contexto global tem imposto a vários mercados de energia a necessidade de constante resiliência, aperfeiçoamento e adaptação nos últimos anos.

A abertura de mercado no Brasil está sendo realizada em fases, e a atual compreende os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A) a partir de 2024.

---

<sup>3</sup> Adicionalmente, além da energia adquirida nos leilões pelas distribuidoras, os consumidores possuem cotas compulsórias de energia nuclear, energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), e alguns consumidores possuem, adicionalmente, as cotas de energia da hidrelétrica de Itaipu.

Este é um movimento importante, dado que a experiência de operacionalizar esta abertura pode contribuir sobremaneira para o próximo movimento, que compreenderá os consumidores conectados em baixa tensão (Grupo B).

Esses novos potenciais clientes do mercado livre são muito pulverizados, ou seja, comparativamente aos grandes consumidores (os que possuem demanda contratada superior a 500 kW), em termos unitários, são muito mais representativos do que estes últimos. Esta situação impõe, por si, uma necessidade premente de aperfeiçoamento regulatório e de processos no Operador de Mercado para que a abertura de mercado para estes consumidores possa ser operacionalizada, com a adoção da agregação de dados de medição.

Nesse sentido, esta agregação torna-se fundamental para o processo de abertura de mercado por dois motivos básicos:

- i) conforme já comentado, o movimento de abertura de mercado precisa estar centrado no consumidor final, e a figura do agregador, no futuro, poderá, inclusive, auxiliar o consumidor em outros serviços, como, por exemplo, a própria comparação entre diferentes varejistas dado o seu perfil de consumo de energia, a participação (via agregador de carga), em leilões concorrenciais, nos quais vários consumidores são representados por um agregador e este tem maior poder de barganha para negociar um bloco maior de energia, comparativamente com a situação de um dado consumidor comprar sozinho sua energia, entre outros e,
- ii) a operacionalização da abertura de mercado, dado que, diferentemente dos grandes consumidores, os que possuem carga inferior a 500 kW serão representados pelo comercializador varejista (conforme prevê a Portaria Normativa 50/GM/MME de 2022) e, dessa forma, não serão modelados individualmente no Operador.

## **1.2. Problemáticas sobre o Processo de Modelagem de Consumidores na CCEE**

A agregação de serviços já acontece em vários tipos de produtos e serviços. Um exemplo clássico acontece em serviços de transporte (Uber), locação de imóveis (Airbnb) e serviços de entretenimento e conectividade (pacotes de telecomunicações com tv a cabo), sites de compra (Mercado Livre, Amazon etc.) entre outros tantos exemplos. Estes modelos de negócio possuem em comum a conexão que criam entre compradores e vendedores e, tão importante quanto isso, a experiência única que proporcionam a seus usuários (facilidade e praticidade).

Nesse sentido, pensar na agregação de serviços incluindo a energia como produto é um fator irreversível para o futuro do setor elétrico, dado o empoderamento cada vez maior que o consumidor possui ao longo dos anos, e, também, o fato de que já está acostumado com isso em outros segmentos de mercado. Isso já acontece atualmente na GD para os consumidores cativos das distribuidoras, sendo que o próximo passo natural é que a agregação da energia como produto ocorra para os consumidores livres (os atuais cativos que poderão escolher seus fornecedores quando estiverem elegíveis para tal).

Dadas as atuais regulamentações, Procedimentos de Comercialização (PdCs) e, paralelamente, as discussões para a implementação da abertura de mercado no Brasil, no que tange exclusivamente à operacionalização deste processo na CCEE, é necessário atuar em ao menos três pontos relevantes: i) criação de uma regulamentação sobre o agente agregador de medição: ii) aperfeiçoamento dos PdCs para incorporar este novo agente e aprimoramentos da atividade de comercialização varejista e iii) criação de uma plataforma de agregação de medição, que possa realizar as diversas operações de milhares de unidades consumidoras que estão no mercado livre.

- **Criação de uma regulamentação sobre o agente agregador de medição:** destaca-se que as discussões sobre a agregação de medição de agentes varejistas (com demanda contratada inferior a 500 kW) no momento da redação desta Pesquisa estão em andamento, e, conforme indicado pelo Regulador na Resolução Normativa 1.081, de 12 de dezembro de 2023, o Operador de Mercado foi o indicado para ser o gestor de todas as informações a respeito da comercialização varejista.
- **Aperfeiçoamento dos Procedimentos de Comercialização para incorporar o agente agregador de dados de medição e Aprimoramento da Atividade de Comercialização Varejista:** os PdCs atuais requerem que os agentes consumidores sejam modelados individualmente na CCEE. Além disso, os novos consumidores (demanda contratada inferior a 500 kW) serão representados pelos comercializadores varejistas. Por óbvio, dado este modelo de representação, há vários riscos de negócio para o varejista (por exemplo, risco de inadimplência, prazo para a remodelagem do ativo, risco de balanço energético etc.). Para que a abertura de mercado possa ser operacionalizada, é necessário que o agente de agregação de dados de medição seja incorporado às rotinas de modelagem e o aprimoramento da atividade de comercialização varejista, esta última dada, novamente, pela Resolução Normativa 1.081, de 12 de dezembro de 2023.

- **Criação de uma plataforma de agregação de medição que permita a comunicação com a CCEE e os comercializadores varejistas:** Paralelamente aos requisitos regulatórios e ao aperfeiçoamento a atividade de comercialização varejista, será necessário o desenvolvimento de uma plataforma de agregação de medição que possa realizar as diversas operações para muitos consumidores, os quais potencialmente irão migrar para o mercado livre. Essa plataforma deve ser robusta o suficiente para garantir a segurança e a confiabilidade dos dados de medição.

### 1.3. Objetivos da Dissertação

Dado o contexto apresentado, no que tange às discussões sobre a abertura de mercado no Brasil, e os aperfeiçoamentos regulatórios necessários para a operacionalização deste movimento, esta Pesquisa tem como objetivos:

- i) trazer o Estado da Arte sobre agentes agregadores, bem como sobre a agregação de energia em mercados de energia selecionados e, também,
- ii) propor uma rota regulatória e desenho de mercado para a implementação do agente agregador de dados de medição. Adicionalmente a esses dois objetivos, também são explorados cenários de migração do Grupo A para os próximos anos, assim como cenários prospectivos do Grupo B, com o intuito de subsidiar as discussões sobre a relevância da temática de agregação de medição.

### 1.4. Metodologia

Para a elaboração desta Pesquisa, utilizou-se as cinco dimensões da abordagem clássica metodológica científica, a saber: i) finalidade, ii) objetivos, iii) abordagem, iv) método e v) procedimentos.

Relativamente à **finalidade**, este Trabalho é uma **Pesquisa Aplicada**, pois tem como objetivo solucionar um problema do referencial de mercado atual do setor elétrico e, para tal, propõe uma rota regulatória e um desenho de mercado que permita a adoção do agente agregador de dados de medição.

Quanto ao **objetivo**, o Trabalho é classificado como uma **Pesquisa Exploratória**, dada a busca pelo Estado da Arte de agentes de agregação e sobre a atividade de agregação de medição, em mercados de energia selecionados.

Relativamente à **abordagem** do trabalho, a Pesquisa é Quali-quantitativa, visto que as proposições sobre a regulação do agente agregador de dados de medição são **qualitativas**, ao passo que as análises prospectivas constantes dos Anexos desta Pesquisa sobre a evolução do mercado livre no Brasil possuem uma abordagem **quantitativa**.

O **método** utilizado nessa Dissertação é o **Dedutivo**, pois parte-se de observações gerais sobre o funcionamento e implementação da agregação de medição em mercados de energia selecionados para explicar e propor aplicações no desenho de mercado de energia brasileiro.

Para a elaboração do trabalho utilizou-se três **procedimentos**: i) pesquisa bibliográfica, ii) pesquisa documental, e iii) análises quantitativas prospectivas.

A **pesquisa bibliográfica** considerou artigos e publicações de bases de dados internacionalmente utilizadas como IEEE, CIGRE, Elsevier, entre outras.

A **pesquisa documental** considerou publicações de instituições dos setores elétricos dos mercados considerados, como Ofgem, ANEEL, Bundesnetzagentur, entre outras.

As **análises quantitativas** prospectivas foram utilizadas para projetar o crescimento do mercado livre de energia elétrica no Brasil com o processo de abertura de mercado.

# Capítulo 2 – Estado da Arte em Agregadores de Serviço

## 2.1. Introdução

Segundo Hunt (2002), os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) são muito similares em termos físicos e operacionais. Do ponto de vista industrial, as atividades do setor elétrico são muito bem definidas e podem ser divididas em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e operação do sistema elétrico. Já do ponto de vista da operação comercial, pode ser dividida em comercialização de energia no mercado atacadista, voltada para consumidores de grande e médio porte, e mercado varejista, destinado aos pequenos consumidores.

Entretanto, o desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente impulsionadas por questões relacionadas às mudanças climáticas, está modificando significativamente o SEP. Nas últimas décadas, a demanda por fontes renováveis de geração de energia elétrica tem alterado a matriz energética (bem como a elétrica), as quais são, em sua maioria, sensivelmente dependentes de combustíveis fósseis.

No bojo destas novas tecnologias, destaca-se a GD, que consiste na geração de energia elétrica junto ou próxima ao consumidor. No Brasil, a tecnologia de GD predominante é a solar fotovoltaica. Além da GD, o desenvolvimento e a adoção de VE, e o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia (SAEs), também possuem um papel importante na descarbonização da matriz energética.<sup>4</sup>

Nesse contexto, serviços de agregação serão fundamentais para operacionalizar não apenas a participação do consumidor no mercado de energia (inclusive o mercado varejista), mas também serão fundamentais para a operação do SEP.

Esses serviços têm como objetivo principal fazer a orquestração de diversos agentes distribuídos. Um exemplo relevante seria o que a Uber fez com os serviços de transporte individual de passageiros, bem como a própria Airbnb fez com a experiência de locação de imóveis. Ademais, o Brasil também passou, na década de 1990, o processo de privatização do setor de telecomunicações, o que permitiu o desenvolvimento de novos produtos serviços de forma agregada (exemplo dos combos de internet, tv por assinatura, linha residencial e linha

---

<sup>4</sup> O papel dos agregadores de serviço nesse contexto será importante, dado que estes agentes podem, inclusive, agregar vários agentes de geração, ou que possuam tecnologias de armazenamento, para que estes possam participar de diferentes mercados, não só vendendo energia, como também, por exemplo, no mercado de serviços ancilares.



móvel), o que demonstra que a temática de agregação de serviços não é nova para o brasileiro. Paralelamente, no setor elétrico há o exemplo do Projeto Symphony, da Austrália, que agrega vários serviços de RED.

Outro exemplo do setor elétrico é o da Octopus no Reino Unido, que fornece diferentes opções de tarifa para diferentes necessidades do cliente (exemplo, caso o cliente quisesse automatizar o consumo de seus equipamentos eletrônicos e consumir sua energia fora de horários de pico, há um pacote de tarifa de energia que acompanha os preços do mercado atacadista – Agile Octopus, como também há pacotes de tarifa para aqueles consumidores que possuem VE e gostariam de economizar em sua recarga, beneficiando-se dos horários de energia mais baratos e ainda ter 6 horas de energia a preços mais baixos para seu consumo residencial – Intelligent Octopus Go).

O objetivo deste capítulo é apresentar a experiência internacional em serviços de agregação de mercados de energia selecionados (a saber, as experiências europeia e norte-americana), para embasar as discussões dos Capítulos posteriores.

## **2.2. Valor dos Agregadores para o Sistema Elétrico**

Como apresentado no tópico anterior, os REDs possuem um potencial disruptivo, não apenas na entrega de serviços relacionados ao mercado de eletricidade, os quais foram sempre realizados via grandes geradores centralizados, como também de fornecer a oportunidade de entrega de novos produtos e serviços. Um exemplo é o de agregadores que combinam vários consumidores que possuem VEs ou SAEs em uma planta virtual (Virtual Power Plant – VPP) para fornecimento de serviços ancilares ao operador local da rede.

Vários trabalhos na literatura internacional como Pudjianto et. al (2007), Braum e Strauss (2008), Asmus (2010), Losi et. al (2013) e EG3 (2015), apontam que os agregadores de RED criam valor econômico ao permitir que esses recursos forneçam serviços e soluções em escala. Burger et al. (2016) cita que, nos mercados liberalizados dos Estados Unidos e da Europa, o debate está centrado em torno do funcionamento do mercado varejista, na habilidade que os comercializadores varejistas (*retailers*) possuem de engajar seus consumidores de forma adequada com serviços de valor agregado, e, portanto, o valor ou a destruição de valor da sobreposição de agregadores de terceiros utilizados pelos *retailers*.

Relativamente ao valor que os agregadores podem ter na operação do sistema elétrico, Burger et al. (2016) propõe em seu trabalho um *framework* considerando três formas de criação de valor: a fundamentalista, a transitória e a oportunística.

A Figura 12 apresenta as formas de criação de valor dos agregadores de serviço segundo aspectos regulatórios e tecnológicos.

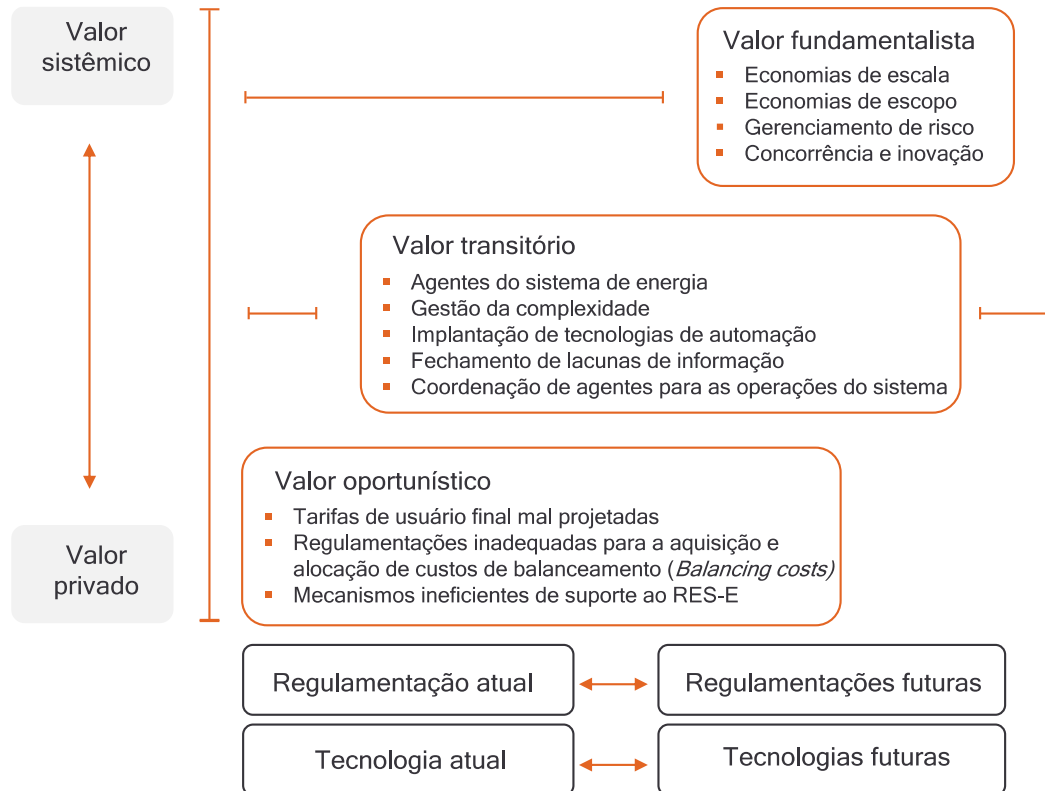


Figura 12 - Valor dos agregadores de serviço baseado em aspectos regulatórios e tecnológicos.

Fonte: Adaptado de Burger et al., 2016.

O valor fundamentalista decorre de aspectos inerentes à própria atividade de agregação, ao passo que aspectos políticos e regulatórios podem ou não influenciar como e quem captura esse valor. O valor em si é independente de aspectos políticos, regulatórios ou dos próprios agentes de mercado.

No contexto de sistemas de potência, a atividade de agregação pode criar valor fundamentalista via monetização das economias de escala e de escopo, por meio do gerenciamento de incertezas. Contudo, esse fluxo de valor fundamentalista deve ser contrabalanceado com os fluxos de valor transitório que podem surgir pela presença de agentes agregadores concorrentes. A competição de mercado pode incentivar os agregadores a fornecerem soluções customizadas e inovadoras aos agentes, gerando engajamento dos participantes do mercado e permitindo a adoção otimizada dos REDs e a sua participação ativa, inclusive, no mercado varejista.

Os agregadores podem criar valor transitório na medida que o sistema elétrico evolui das atuais regulamentações e tecnologias para um sistema mais avançado ou para um futuro mais otimizado. Este valor não é inerente à atividade de agregação, mas pode ser alcançado pelos agregadores, sendo relevante pontuar que o valor oportunístico da atividade de agregação pode surgir como uma resposta a falhas regulatórias ou de mercado, sendo que esta é a agregação de diversos REDs de um mesmo agente em um ou mais locais, com o objetivo de obter uma otimização de remuneração sem, necessariamente, aprimorar a eficiência do sistema elétrico como um todo.

Além disso, a agregação oportunística pode restringir a competição de mercado, principalmente para agentes menores. Burger et al. (2016) identificou três categorias de regramentos que podem gerar este tipo de agregação, quais sejam: i) aquisição de serviços de balanceamento do sistema; ii) alocação de custos de balanceamento para os agentes de mercado e iii) sinais de preços locais e tarifas de rede ineficientes.

Ainda de acordo com o trabalho de Burger et al. (2016), em um cenário hipotético no qual há “perfeita” troca de informações, agentes de mercado economicamente racionais, além de regulação de mercado “perfeita”, os agregadores apenas criariam valor ao monetizar sobre as economias de escala e escopo, bem como pelo gerenciamento de riscos.

É importante frisar que a maximização desses benefícios pode resultar em um agregador centralizado, o qual pode ter influência em outros aspectos do sistema elétrico, como a possibilidade de competição (barreiras para que outros agentes de mercado possam exercer a função de agregadores), engajamento de outros agentes, bem como aspectos de inovação e inserção de novas tecnologias. Portanto, o valor da atividade de agregação precisa ser determinado analisando-se os *tradeoffs* entre o valor fundamental e o valor da competição.

Segundo Burger et al. (2016), as oportunidades para os agentes do sistema de distribuição otimizarem a eficiência do sistema aumentam à medida em que as Tecnologias de Comunicação e Informação (TICs) permitem que as cargas sejam mais responsivas ao preço e à medida na qual os REDs são cada vez mais utilizados. Contudo, os principais desafios são relacionados a fatores como complexidade do mercado, *gaps* informacionais, falta de engajamento dos agentes (por exemplo, pode ser difícil motivar os agentes para tomada de ação se os montantes financeiros envolvidos de receita forem baixos, dada uma determinada complexidade para ajuste de sistemas de comunicação) e outros vieses, que impedem que o valor transitório dos REDs seja alcançado em sua plenitude. Os agregadores podem criar esse valor por meio do gerenciamento (ou até mesmo eliminação) desses fatores.

Um agente pode ser capaz de prover um serviço (ou um conjunto de serviços) ao sistema, mas pode não ter o conjunto de informações necessário para fazê-lo de forma efetiva. Por exemplo: consumidores normalmente não têm todas as informações quando picos de demanda podem acontecer, quais os preços dos vários serviços que consomem, quais são as tecnologias disponíveis que podem auxiliá-los no controle de seu consumo, quais os preços dessas tecnologias, entre outras informações.

Adicionalmente, os consumidores podem não ter habilidades ou conhecimento para fazer projeções dessas informações, o que é crítico para proteção de riscos de mercado e até para os processos de concorrência. Além disso, as operações de sistemas de potência e seu planejamento necessitam de provisão de vários serviços, sendo que estes precisam ser precificados de tal forma que incentivem um comportamento otimizado de mercado. Contudo, a tecnologia atual utilizada em sistemas elétricos não é capaz de calcular e comunicar a multiplicidade de preços de mercado em níveis teoricamente ótimos, com granularidades temporal e espacial adequadas.

Um agente agregador pode auxiliar a diminuir esses *gaps* informacionais entre o Operador do Sistema e os vários agentes de mercado, em condições operacionais do sistema elétrico. Um exemplo disso é apresentado na Figura 13, na qual a complexidade dos sinais, e sua quantidade, que um agente agregador envia a outros agentes de mercado depende da atual TIC, dos tipos de RED que respondem aos sinais de preço, das estruturas contratuais existentes entre o agente agregador e seus pares de mercado, e do contexto mercadológico e regulatório.

Os Operadores de Sistema (sejam estes Transmission System Operator - TSO ou Independent System Operator - ISO) coordenam o despacho, o armazenamento ou a utilização de recursos de resposta à demanda em tempo real.

Tradicionalmente, esses recursos foram consolidados como um conjunto de recursos centralizados e totalmente despacháveis. Não obstante, os REDs impõem uma nova realidade à operação do sistema: a coordenação e o controle desses recursos envolvem comunicação bidirecional, em magnitude superior a que tem sido utilizada para os recursos centralizados. Nesse sentido, os agregadores podem criar valor transitório por meio da coordenação da troca de informações entre os vários agentes setoriais.

Estabelecer a condição de enviar sinais de coordenação requer custos de implantação. Esses custos envolvem investimentos em TIC e em mão-de-obra, sendo que os mesmos podem ser assumidos pelo Operador do Sistema ou pelos agregadores (ou ainda até em algum nível de participação desses dois agentes).

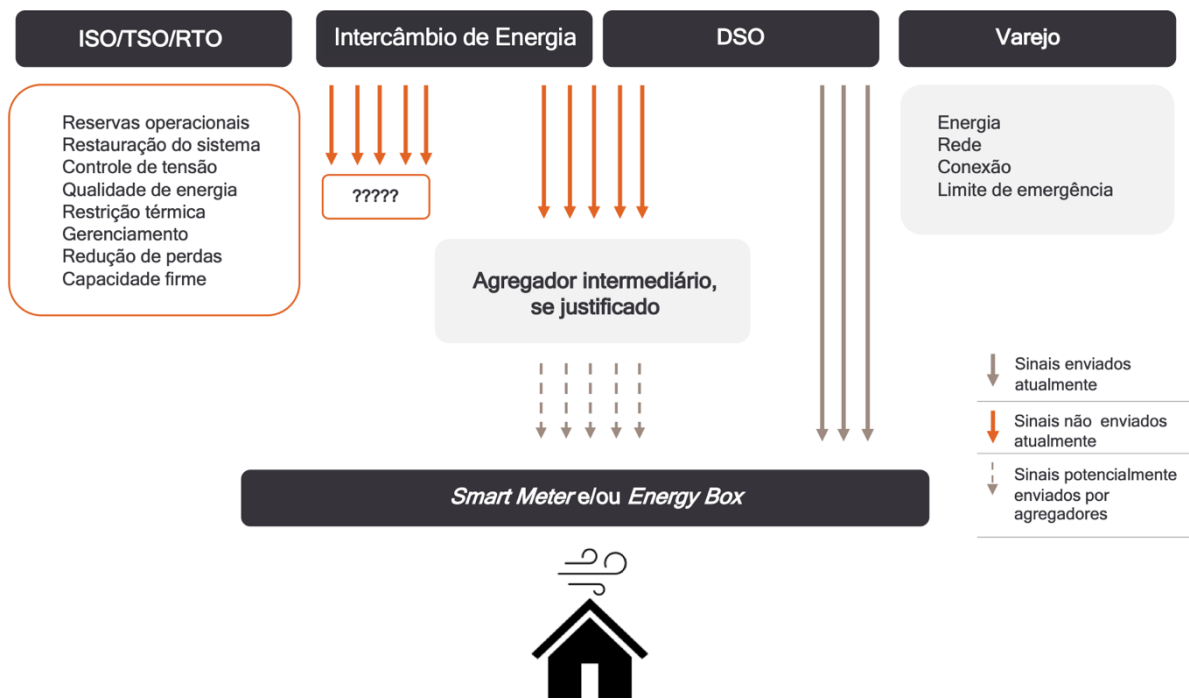


Figura 13 - Exemplo de atuação de agente agregador com outros agentes de mercado.

Fonte: Adaptado de Burger et al., 2016.

Dado que o Operador é uma atividade monopolista e seus custos são tipicamente recuperados via tarifas reguladas, o Operador pode ser remunerado por quaisquer investimentos necessários para a coordenação do sistema. O Regulador pode desejar que agentes agregadores competitivos realizem a maioria das atividades de coordenação, sendo que a extensão de quais custos de coordenação serão alocados a esses Agentes e que, posteriormente, serão transferidos para seus clientes, é matéria de estratégia comercial dos agregadores.

Portanto, os agregadores podem criar valor na atividade de coordenação, dada a premissa de que os agentes de mercado estão mais otimizados ao ter esta atividade fornecida pela função agregadora mais efetivamente do que pelo Operador, pagando ao primeiro os custos da coordenação. Se as tecnologias de coordenação evoluem rapidamente, pode ser recomendável que agentes de mercado invistam na infraestrutura necessária para essa atividade. O Regulador pode determinar que os agregadores devam existir, uma vez que sua presença limita o risco de os consumidores estarem expostos àqueles que derivem, por exemplo, de decisões de investimento em infraestrutura realizada pelo Operador.

Na aplicação do *framework* proposto por Burger et al., a agregação de medição no Brasil pode ser classificada como um valor transitório<sup>5</sup>, pois três motivos: i) a completa abertura de mercado demandará a aperfeiçoamentos regulatórios futuros (o que indica um movimento de constante atualização) ; ii) atuará na gestão de medição de milhões de UCs; e iii) deve ser uma atividade coordenada entre os agentes (consumidores, comercializadores, Operador de Mercado e outros agentes que se fizerem necessários).

### **2.3. Estado da Arte: Agregadores em Mercados de Energia**

Diante da realidade do uso cada vez mais intenso de fontes renováveis na expansão da matriz elétrica, bem como da proliferação de RED, vários países já estão discutindo e implementando soluções de modernização de seus desenhos de mercado para acomodar os agentes agregadores de serviço. São abordadas nos próximos tópicos as experiências dos mercados europeu e americano.

#### **2.3.1. Mercado Europeu**

Relativamente ao mercado europeu, a diretriz atual (European Electricity Directive and Regulation), conforme mencionado em Kersher & Arboleya (2021), possui ambiciosas metas para redução de GEE, combinando uma série de tecnologias (por exemplo: energia renovável, sistemas de armazenamento, aprimoramentos da integração e o uso de veículos elétricos e de plantas de geração de energia já instaladas). A coordenação tanto dos REDs quanto da RD leva, *per se*, a uma comunicação bidirecional do fluxo de potência, a qual impõe diferentes requisitos e desafios à infraestrutura existente. Novos modelos de negócio, os quais são dependentes de regulamentação ou de ajustes do atual arcabouço legal, são necessários para habilitar os consumidores a participarem do mercado de eletricidade. Nesse sentido, como comentado por Gerard & El Puente (2018) e Kersher & Arboleya (2021), novas oportunidades surgem na cadeia de valor industrial, com a mudança do papel das distribuidoras, as quais passarão de operadoras de rede (Distribution Network Operator – DNO) para operadoras de serviços (Distribution Service Operator – DSO), bem como para os operadores do sistema de transmissão (TSO).

---

<sup>5</sup> O valor, especificamente da agregação de medição de energia no contexto brasileiro, poderia ser classificado, em um segundo momento, como um valor fundamentalista, dada a evolução tecnológica e regulatória do contexto de mercado.

Nesse sentido, a Europa tem abordado essa questão de forma a incluir definitivamente o consumidor final, principalmente o residencial, na participação do mercado, inclusive no mercado atacadista, com o objetivo de reduzir suas emissões de GEE. A evolução do mercado de energia europeu segue a tendência mundial de descentralização, tendo as decisões setoriais mais focadas no consumidor final (*consumer centered*) e ao atendimento de suas demandas, cada vez mais específicas. Dado este cenário de descentralização, a via para que isso seja feito será por meio dos agregadores, como estabelecido na diretriz estratégica para a modernização do mercado de energia europeu, comentado por Kersher & Arboleya (2021). A ideia por trás disso é adequar a regulamentação para uma participação massiva de RED e RD, como exemplificado na Figura 14.



Figura 14 - Rota estratégica para a incorporação de RED e RD no sistema elétrico europeu.

Fonte: Adaptado de Kerscher & Arboleya, 2021.

Ainda relacionado ao trabalho de Kerscher & Arboleya (2021), há sete importantes conclusões sobre a participação dos agregadores e como sua incorporação no setor, inclusive pelos pequenos consumidores, influenciará o setor elétrico:

**1. Os agregadores participarão, como importantes *stakeholders*, da futura operação do sistema elétrico, bem como da formação do preço *spot***

Paralelamente ao aumento da participação das fontes de energia renováveis, há desafios operacionais e técnicos, visto que esse tipo de geração possui intermitência em seu fornecimento, o que, necessariamente, gera a necessidade de mecanismos de controle e estratégias operacionais para garantir a estabilidade e flexibilidade sistêmicas necessárias.

Além disso, a liberalização dos mercados de energia necessita de novos modelos de negócio para a aquisição de serviços de flexibilidade e que possibilitem a integração da GD via agregação de pequenos consumidores (por exemplo, residenciais e comerciais).

Visto que esses consumidores não possuem, por si, poder de negociação para participar no mercado atacadista e, tampouco conhecimento para tal, os agregadores integrados ou independentes habilitariam esta interação entre os consumidores e o mercado atacadista.

**2. O formato de comunicação descentralizada para o gerenciamento dos diferentes REDs é vantajoso comparativamente à comunicação tradicional centralizada ou à uma coordenação descentralizada**

O mercado europeu de energia tem se esforçado para otimização econômica e para o fomento do intercâmbio energético entre os países do bloco, considerando a eficiência sistêmica global.

A coordenação descentralizada pode otimizar soluções locais, além de dar a escalabilidade à integração dos REDs. Ainda, estratégias descentralizadas de operação do sistema podem ser percebidas como um compromisso entre os controles central e descentralizado.

Adicionalmente, o gerenciamento de energia descentralizado possui uma boa relação entre custo-benefício, além de otimizar as perdas elétricas, comparativamente com a forma centralizada.



### **3. Os agregadores podem ser integrados e implementados nas redes e mercados de energia europeus**

Entre 1990 e 2000, os mercados de energia dos países europeus foram marcados pela onda liberalizante. A redução da participação do mercado de tradicionais empresas monopolistas, em conjunto com o amplo acesso à rede por diversos agentes, afeta positivamente a estruturação da regulação que suporta a expansão das fontes renováveis, visto que as atuais propostas regulatórias possuem o objetivo de utilizar os agregadores como via para a integração dos diferentes REDs. Contudo, paralelamente à essa expansão, naturalmente, há a imposição de vários desafios operacionais, os quais demandam a criação de novos produtos e modelos de negócio.

Ainda no mercado europeu, já existem vários exemplos de agregadores, que prestam vários serviços a seus clientes, o que demonstra que a criação de valor econômico via atividade de agregação é possível no atual estágio, ainda que aspectos regulatórios, econômicos e técnicos precisem de uma discussão mais aprofundada para serem endereçados, como apontam os trabalhos de Barbero et al. (2020), Lu et al. (2020), Stede et al (2020) e Burger et al (2017).

Nesse sentido, dada a evolução da abertura de mercado no Brasil, a atividade de agregação da energia acontecerá de forma natural, primeiramente aos consumidores de alta tensão, e, na sequência, para os consumidores de baixa tensão, com produtos de energia sendo ofertados, por exemplo, em conjunto com assinatura de tv a cabo ou pontos de carregamento de VEs.

### **4. Os agregadores permitirão que pequenos consumidores participem do mercado de energia de forma benéfica para seus interesses, e, também, dos das diferentes contrapartes**

Devido a critérios de participação do mercado varejista, como carga mínima para participar de lances (*bids*), a participação direta de pequenos consumidores nesse segmento não é atualmente viável.

Um agregador pode habilitar a participação desses consumidores e representá-los no mercado varejista, criando valor para os diversos *stakeholders* do mercado. Um exemplo histórico de que a participação dos pequenos consumidores pode ter ganhos de eficiência (ainda que não tão relevantes), é a PURPA (Public Utility Regulatory Act), a qual criou, de forma transversal, os Produtores Independentes de Energia (PIEs).

## **5. Os agregadores podem facilitar o atingimento das metas climáticas**

A temática sobre transição energética e a descarbonização do setor de energia elétrica tem ganhado tração nos últimos anos, sendo que uma das vias para que isso possa ser plenamente alcançado é a adoção de fontes renováveis na matriz elétrica. Esse movimento pode ocorrer pela via da geração centralizada (GC) ou da GD. A segunda via, por natureza, possui um caráter pulverizado, e, portanto, a integração e coordenação desses diversos recursos é fundamental para garantir a flexibilidade do sistema elétrico de potência. Uma estratégia de gerenciamento de energia suficientemente adequada pode contribuir para reduzir as emissões de GEE. Além disso, Hyun et al. (2020) estudaram especificamente o impacto ambiental dos REDs na participação e ofertas no mercado (*market bidding*), o qual pode ser um serviço potencial a ser ofertado pelos agregadores.

## **6. O desenvolvimento da infraestrutura de energia, bem como do arcabouço regulatório, precisa considerar a utilização dos agregadores**

O setor de energia elétrica tem passado por várias transformações incrementais ao longo dos últimos anos, porém a transformação da última década se caracteriza por ser uma transformação não apenas significativa, como também conjuntural, assim como explorado nos tópicos anteriores. Nesse sentido, é importante reconhecer que a tecnologia é a base do processo evolutivo e será fundamental para enfrentar os desafios dos mercados de energia liberalizados, visto que estes possuem uma grande base de consumidores. Kersher & Arboleya (2021) trazem vários exemplos de estudos de outros autores que demonstram a necessidade de testes conceituais do funcionamento dessa nova arquitetura descentralizada, com o objetivo de desenvolver o arcabouço regulatório adequado para acomodar essas novas tecnologias e para promover uma otimização holística da operação do sistema elétrico.

## **7. A coordenação de diferentes agregadores pode mitigar os impactos negativos dos RED nas redes de distribuição de energia**

Como comentado nos tópicos anteriores, a utilização de RED traz desafios operacionais ao sistema de distribuição, nos quais essas tecnologias estão diretamente conectadas. Nesse sentido, a criação de valor dos agregadores seria classificada como fundamentalista, tendo as economias de escala e escopo próprias de sua natureza, as quais poderiam mitigar os impactos operativos dos diferentes RED em uma determinada localidade.

### 2.3.2. Mercado Americano

Relativamente ao mercado americano, existem os CCAs, os quais são entidades governamentais locais que adquirem energia em nome de seus consumidores que estão em uma determinada área geográfica, como apresentado na Figura 15. Os CCAs podem ser dirigidos pela administração pública local (municipal ou estadual) ou por um agente de mercado via uma estrutura contratual específica (*joint powers agreement*). Esses agregadores possuem como objetivo a compra de energia no mercado atacadista para seus consumidores, enquanto as *utilities* locais continuam responsáveis pela infraestrutura de transmissão e distribuição.

Os consumidores residentes na área de serviço do CCA participam automaticamente da agregação e, caso optem por não permanecer, precisam expressamente expor essa alternativa ao agregador, retornando à *utility* de atendimento local. Essa estrutura requer uma regulamentação que permita que as *utilities* locais sejam os supridores de energia para esses consumidores (Figura 15).



Figura 15 - Estrutura Community Choice Aggregation.

Fonte: Adaptado de NREL, 2019.

O surgimento do CCA ocorre quando o governo local decide agregar suas cargas varejistas ou quando um referendo público é aprovado. Normalmente os CCAs enviam para seus futuros clientes uma notificação de que o serviço local de fornecimento de energia é alterado para o CCA.

Um componente fundamental nessa estrutura de agregador é que os CCAs podem escolher o *mix* de recursos que compõem seu portfólio de energia para atendimento aos seus clientes. Isto é fortemente influenciado pelo grau de liberdade do mercado de energia local (se é regulado ou reestruturado), como também pelas métricas de sustentabilidade da administração local.

No contexto americano, o termo mercado regulado é o mercado que é atendido na estrutura da *utility*, fornecendo a energia elétrica a seus consumidores, enquanto o termo mercado reestruturado faz referência a um modelo no qual há competição de mercado pelo fornecimento da energia, como apresentado na Figura 16 e Tabela 2.

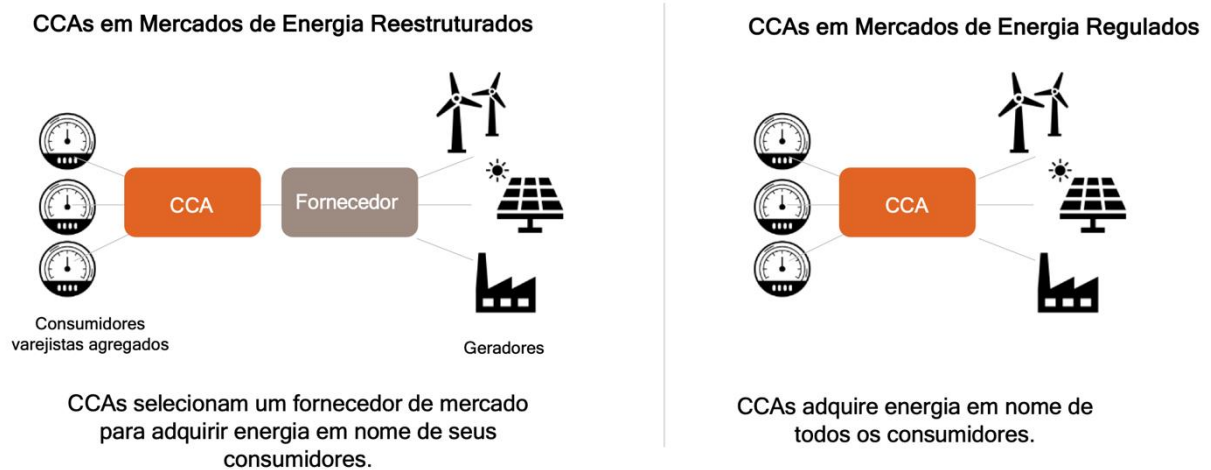


Figura 16 - Estruturas típicas de CCAs em mercados regulados e reestruturados.

Fonte: Adaptado de NREL, 2019.

Tabela 2 - Comparativos entre as estruturas de CCAs em diferentes mercados.

	Mercados Reestruturados	Mercados Regulados
Responsabilidades de aquisição do CCA	Geração	Geração
Responsabilidades das utilities	Transmissão e Distribuição	Transmissão e Distribuição
Aquisição de Energia (CCA)	Contratos de curto prazo com fornecedores	Contratos de curto/longo prazo com geradores e com comercializadoras

Fonte: Adaptado de NREL, 2019.

Complementarmente, os CCAs são *load-serving entities* (LSE) (que poderia ser traduzido como prestadores de serviço à carga), sendo que há diferenças importantes entre os agregadores e outras LSEs (as quais incluem as *utilities* municipais, *utilities* privadas, agentes geradores, entre outros), como apresentado na Tabela 3. A Figura 17 apresenta os estados que possuem CCAs.

Essa modalidade de agregador tem tido uma evolução importante no mercado norte americano. O'Shaughnessy et al. (2019) estima que, em 2017, existiam em torno de 750 CCAs, os quais transacionaram cerca de 42 milhões de MWh/ano, atendendo a 5 milhões de clientes.

Tabela 3 - Responsabilidades dos diferentes tipos de LSEs.

Serviço de Carga (LSE)	Fornecedor Primário	Geração	Transmissão
CCA	SIM	SIM	NÃO
Utility municipal	SIM	SIM	SIM
Utility privada	SIM	SIM	SIM
Supridor de mercado	NÃO	SIM	NÃO
Supridor de serviço solar	NÃO	SIM	NÃO

Fonte: Adaptado de NREL, 2019.

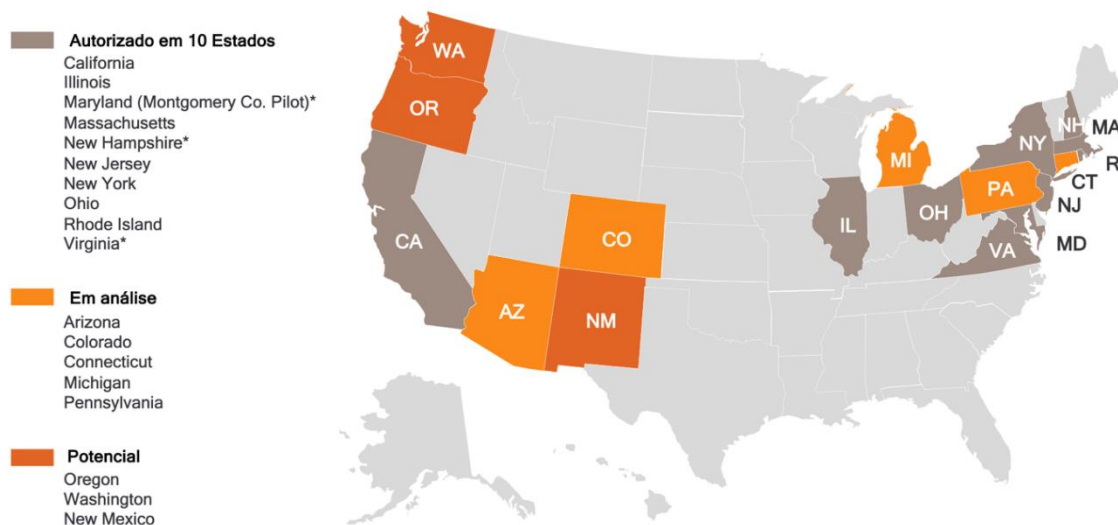


Figura 17 - Estados que possuem a estrutura CCA.

Fonte: Adaptado de Lean Energy US.

Em termos percentuais, as vendas em energia representavam cerca de 5% das vendas do mercado varejista e 12% dos clientes varejistas, dos mercados listados na Tabela 4. Contudo, em termos gerais, as transações em energia corresponderam à aproximadamente 1% das vendas totais do mercado varejista americano.

Tabela 4 - Estimativa de quantitativos relacionados aos CCAs.

	Número de CCAs	Vendas (Milhões de MWh/ano)	Número de Consumidores (x1000)	Percentual do Total de Vendas do Estado	Percentual do Total de Consumidores do Estado
Califórnia	9	11,8	1.239	5%	8%
Illinois	490	16,2	1.960	11%	34%
Massachusetts	110	5,1	870	10%	27%
New Jersey	15	1,7	210	2%	5%
New York	1	0,7	93	0,4%	1%
Ohio	120	6,6	660	4%	12%
Rhode Island	1	0,2	2	3%	0,4%
<b>Total</b>	<b>750</b>	<b>42</b>	<b>5.000</b>	<b>5%</b>	<b>12%</b>

Fonte: Adaptado de O'Shaughnessy, 2019.

## 2.4. Modelos de Negócio

No que tange a modelos de negócio, a temática da agregação é inspirada na economia colaborativa e ganhos de escala, otimizando a operação da rede elétrica na qual estão inseridos os REDs, permitindo a participação do consumidor no mercado de energia e otimizando os ganhos entre os diferentes agentes participantes da estrutura agregada.

Nesse sentido, Chen & Zhao (2023) apresentam quatro diferentes modelos de negócio relativos ao compartilhamento de recursos (Tabela 5), o qual é habilitado via agregadores, baseados na adição de valor destes via:

- compartilhamento de recursos entre os prossumidores;
- conexão entre diferentes consumidores e prossumidores;
- compartilhamento de capacidade ociosa de ativos de energia para aumento da eficiência via uma plataforma virtual;
- participação em estruturas de gerenciamento de RD.

Tabela 5 - Modelos de negócio baseados no compartilhamento de recursos.

Modelos de Compartilhamento de Recursos	Descrição	Exemplos (Outros Setores)	Exemplos (Energia Compartilhada)
Compartilhamento de recursos próprios	Operação depende de recursos próprios da empresa ou dos consumidores	Localiza, Movida, Turbi, Yellow, Mobike	Armazenamento em Nuvem
Procura de novos clientes para recursos já adquiridos	A empresa atua como um intermediário ao invés de dono	OLX, Mercado Livre, eBay, Amazon	Reuso de baterias de VEs
Otimizar a utilização de recursos	Permite que os donos de ativos ociosos possam otimizar o uso dos mesmos alugando-os	Airbnb, Uber, 99, Blablacar	Compartilhamento de energia solar e eólica
Explorar habilidades/capacidades dos recursos	O recurso mais qualificado deve ganhar devido às suas habilidades ou conhecimento	Taskrabbit, Zaarly	Resposta da Demanda

Fonte: Adaptado de Chen & Zhao, 2023.

Ademais, Bertolini & Morosinotto (2023) analisaram o trabalho de Chen & Zhao (2023) e de outros autores, concluindo que, basicamente, há atualmente três modelos de negócio relativos à agregação, descritos na sequência.

### 2.4.1. Modelo Padrão (Standard)

Esse modelo (Figura 18) reflete a maioria dos modelos pesquisados por Bertolini & Morosinotto (2023) para um agregador, o qual performa basicamente duas funções:

- comercialização de energia e flexibilidade, implementando programas de RD, e;
- Gerenciamento de plataformas, infraestrutura de TICs, e definição de contratos entre agentes participantes do serviço de agregação.

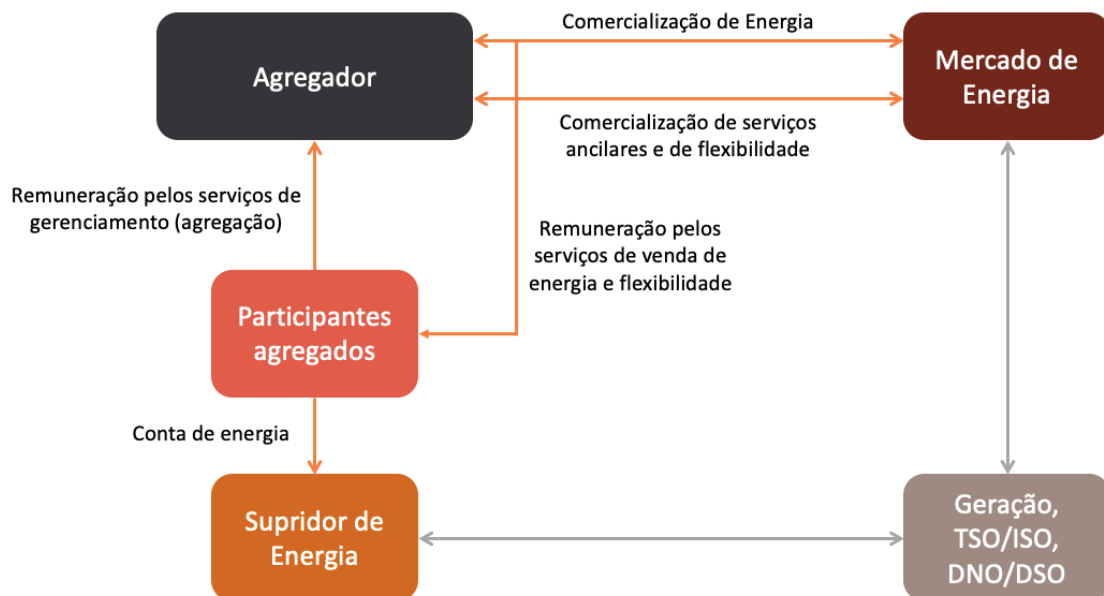


Figura 18 - Modelo de negócio padrão de agregador de serviço.

Fonte: Adaptado de Bertolini & Morosinotto, 2023.

#### 2.4.2. Modelo de Operação de REDs

Esse segundo tipo de modelo (Figura 19) de negócio é diferente do primeiro simplesmente no aspecto de fornecimento de energia. Aqui, o agregador é também o dono do RED que gerencia, fornecendo energia produzida localmente pelo ativo. Esse modelo é o que se aproxima mais do papel futuro da Distribuidora em mercados de energia, o que fará com que a mesma ao invés de prestar exclusivamente a operação de rede possa oferecer também serviços relacionados a energia.

#### 2.4.3. Modelo de Planejador Centralizado

O terceiro modelo de negócios é o mais centralizador (Figura 20). Neste modelo, o agregador atua como o planejador central, oferecendo serviços-padrão (*default services*), incluindo o suprimento de energia. Também é responsável pela compra, construção e instalação dos ativos do consumidor.

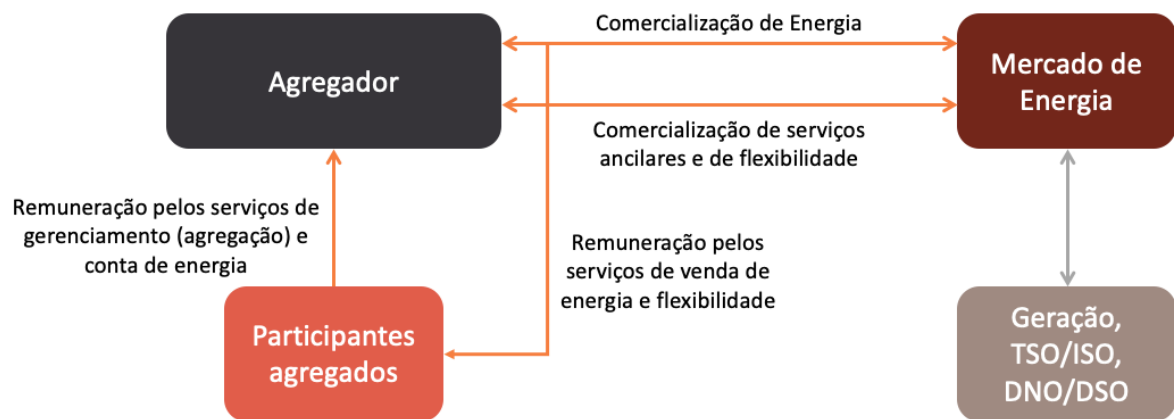


Figura 19 - Modelo de negócio para operação de REDs.

Fonte: Adaptado de Bertolini & Morosinotto, 2023.

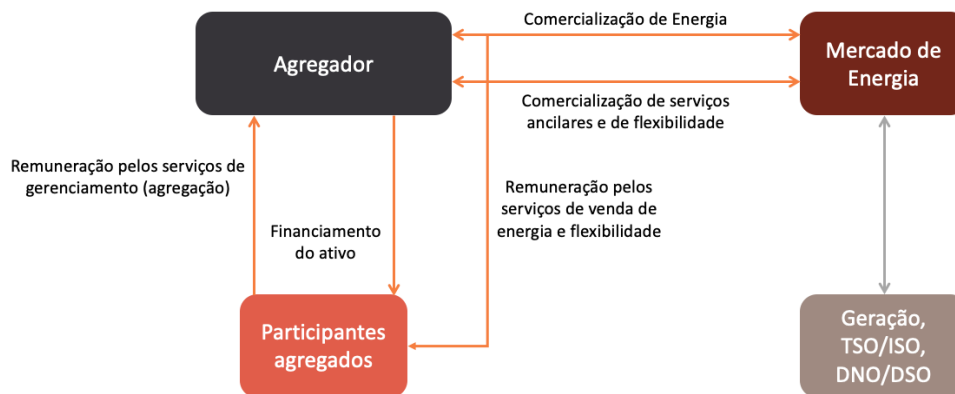


Figura 20 - Modelo de negócio de agregação como planejador central.

Fonte: Adaptado de Bertolini & Morosinotto, 2023.

A procura pela otimização sistêmica leva o operador a selecionar e definir a estratégia de investimentos para cada consumidor que faz parte da agregação, decidindo, por exemplo, em que local e quantos recursos serão alocados para um determinado consumidor.

## 2.5. Exemplos de Agregadores de Serviço: Experiência internacional

A experiência indica que há basicamente três aspectos a serem enfrentados para a efetiva integração de REDs em um determinado mercado de energia: i) aspectos tecnológicos, que dizem respeito às questões de segurança sistêmica da operação; ii) aspectos regulatórios e de planejamento, os quais estão relacionados aos aperfeiçoamentos regulatórios necessários para a habilitação dos agregadores no mercado de energia e iii) aspectos de mercado e de modelo de negócio, relacionados ao aperfeiçoamento do modelo de negócio das distribuidoras (Figura 21).



Nesse sentido, alguns exemplos de agregadores de serviço são apresentados nos subitens subsequentes.

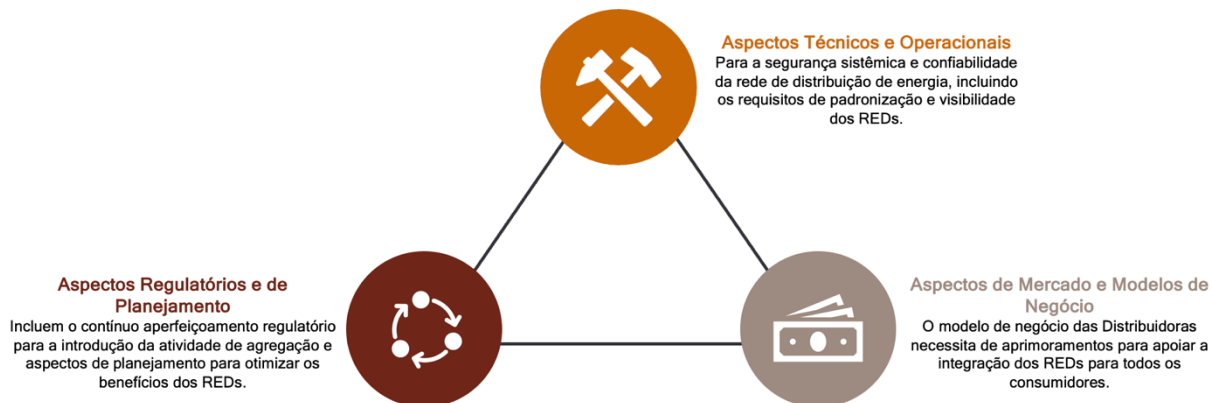


Figura 21 – Aspectos a serem endereçados na integração de REDs.

Fonte: Adaptado de IEEFA, 2021.






Vale destacar que, no que tange aos aspectos regulatórios e de planejamento, os seus requisitos devem vir do mercado (ou seja, autorregulado), com o Regulador sendo um facilitador para a formação de um arcabouço que potencialize os modelos de negócio.






Na Europa já existem diversas soluções que agregam serviços de eletricidade, ainda muito focados nos grandes consumidores. Contudo, à medida que os aspectos apresentados na Figura 21 forem endereçados, os serviços de agregação passarão a chegar cada vez mais no pequeno consumidor (residencial, por exemplo). A Tabela 6 apresenta alguns exemplos de agregadores que atuam na Europa.

Outro exemplo de agregador de REDs está na Austrália, com o Projeto Symphony. Este projeto-piloto faz parte de uma linha de trabalho do Operador de Mercado (Australian Energy Market Operator – AEMO) para a integração dos diferentes REDs na Austrália Oriental (Western Australia – WA), tendo sido estabelecido para fomentar a efetiva integração dos REDs ao mercado atacadista local (Wholesale Electricity Market – WEM) e ao sistema interconectado sudoeste (South West Interconnected System – SWIS).

Na região (AEMO, 2023), cerca de uma em cada três residências possuem painéis solares instalados, equivalente a quase 2 GW de geração de energia renovável. Em conjunto, isso representa a maior fonte de geração de energia no SWIS, e, segundo projeções do próprio AEMO, a capacidade instalada desse segmento irá dobrar nos próximos 10 anos.

Tabela 6 - Exemplos de agregadores que atuam na Europa.

Empresa	País	Tipo	RS/GR	Papel Funcional				
								
VERBUND AG	AT	ASup	GR	✓	✓	(✓)	✓	✓
Next Kraftwerke	BE	VPP	GR	✓	✓	✓	✓	✓
Hive Power	CH	SaS	RS,GR	✓	✓	✓		✓
BalancePower GmbH	DE	IndepA	GR	✓	✓	✓	✓	
BayWa r.e GmbH	DE	IndepA	GR	✓	✓	✓	✓	✓
Energy & meteo systems	DE	VPP	GR	✓	✓	(✓)	✓	
GreeCom Networks	DE	SaS	RS,GR	✓	✓	✓	(✓)	✓
gridX	DE	IndepA	RS,GR	✓	✓	✓		
RheinEnergie	DE	ASup	GR	✓	✓	(✓)	✓	✓
Venios GmbH	DE	SaS	GR	✓	✓	(✓)		✓
Plexigrid	ES	SaS	RS,GR	✓	✓	✓		✓
SEAM Group	FI	IndepA	GR	✓	✓	✓	✓	✓
Voltalis	FR	IndepA	RS,GR	✓	✓	✓	✓	
Eneco CrowdNett	NL	ASup	RS,GR	✓	✓	✓	✓	✓
GreenFlux	NL	SaS	GR	✓	✓	✓		✓
ICT	NL	SaS	RS,GR	✓	✓	✓		(✓)
Peeeks BV	NL	SaS	RS	✓	✓	✓		(✓)
Sympower	NL	IndepA	GR	✓	✓	✓	✓	
EmbriQ	NO	SaS	GR	✓	✓	✓		✓
Entelios	NO	ASup	GR	✓	✓	(✓)	✓	✓
eSmart Systems	NO	SaS	GR	✓	✓	✓		✓
GridBeyond	IE/UK	IndepA	GR	✓	✓	✓	✓	
Centrica plc	UK	ASup	GR	✓	✓	✓	✓	✓
Flextricity	UK	ASup	RS,GR	✓	✓	✓	✓	✓
Kaluza	UK	IndepA	RS,GR	✓	✓	✓	✓	✓
Opus One Solutions	UK	SaS	GR	✓	✓	✓		✓
Smarter Grid Solutions	UK	SaS	RS,GR	✓	✓	✓	✓	✓

 Identificação de potenciais de flexibilidade     
  Realização de potenciais     
  Automação  
 Participação no mercado atacadista de eletricidade     
  Agrupamento de serviços (agregador, fornecedor, balanceamento, etc)

Legenda: ASup (Supridor do serviço de agregação), VPP (Virtual Power Plant), SaS (Software-as-Service), IndepA (Agregador Independente), RS (consumidor residencial), GR (consumidor de grande porte), AT (Áustria), BE (Bélgica), CH (Suíça), DE (Alemanha), ES (Espanha), FI (Finlândia), FR (França), NL (Holanda), NO (Noruega), IE (Irlanda), UK (Reino Unido).

Fonte: Adaptado de Kerscher & Arboleya, 2022.

Nesse sentido, o Projeto Symphony irá agregar cerca de 900 REDs (AEMO, 2023), como sistemas fotovoltaicos residenciais, sistemas de armazenamento e outras aplicações, entre 500 residências e empresas de pequeno porte, em uma topologia de VPP. O piloto permitirá a agregação e o despacho da energia gerada e armazenada pelos ativos REDs de forma similar a uma instalação de geração centralizada (Figura 22).

O objetivo geral do Projeto Symphony é auxiliar no entendimento de como os REDs podem contribuir para a segurança, a confiabilidade e a operação do sistema elétrico do futuro, no qual a total utilização das características de cada tecnologia distribuída poderá contribuir com benefícios sustentáveis e trazer valor agregado a todos os consumidores (AEMO, 2023).

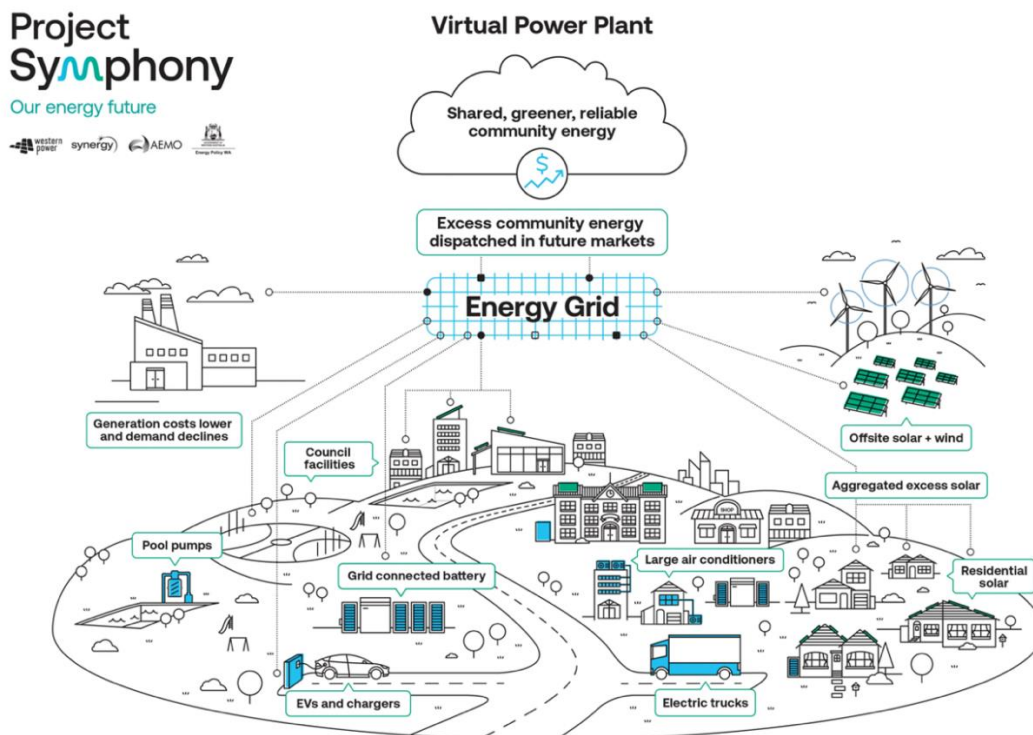


Figura 22 - Projeto Symphony: integração de REDs por topologia VPP.

Fonte: AEMO, 2023.

## 2.6. Considerações Finais

A evolução dos sistemas elétricos tem sido exponencial nos últimos anos, alicerçada em dois aspectos principais: i) o empoderamento do consumidor, como ponto principal e indutor de novos modelos de negócio, e ii) a adoção de novas tecnologias.

O primeiro aspecto é essencialmente a razão de ser da própria evolução setorial: o consumidor, que possui suas demandas específicas necessita de soluções específicas, e, dessa forma, novos negócios são estruturados e podem ser ofertados. O segundo aspecto surge no bojo do primeiro: para a estruturação de novos negócios a tecnologia tem sido fundamental nesse sentido, via RED. Esse é um ponto de inflexão importante, tanto do aspecto regulatório, quanto do aspecto técnico. As experiências da Europa e Estados Unidos aqui analisadas trazem motivações diferentes, mas um mesmo objetivo: permitir uma participação cada vez maior do consumidor no setor elétrico.

Nesse sentido, os agregadores de serviço, ao unirem vários REDs, são os habilitadores desse movimento. Adicionalmente, os REDs também podem trazer valor à própria operação do sistema elétrico, dependendo, obviamente, do nível de maturidade regulatório e tecnológico de um determinado mercado de energia.

## Capítulo 3 – Agregação e Serviços de Medição de Energia

### 3.1. Introdução

A participação do lado da demanda é fundamental para que a otimização da operação do sistema elétrico de uma determinada localidade possa ser alcançada. Nesse sentido, a literatura possui vários estudos relacionados a isso, sendo que a temática da utilização de medição inteligente (*smart metering*) tem ganho um espaço importante nessa agenda. Novas tecnologias e modelos de negócio surgem para acomodar essa tendência setorial, ao passo que o consumidor tem mais conhecimento de sua participação e influência na expansão da matriz elétrica de sua localidade.

Relativamente aos serviços de medição, esses podem ser divididos em três: i) a provisão da medição (ou seja, o suprimento do aparelho medidor em si); ii) a operação da medição, a qual consiste na instalação, operação e manutenção do aparelho de medição e iii) a leitura e processamento dos dados de medição.

A experiência internacional da abertura de mercado, no que tange ao aspecto de medição, mostra que, tradicionalmente, após a abertura, esses serviços ficaram com a distribuidora local, sendo que algumas regiões (como a Grã-Bretanha e a Alemanha), adotaram uma abordagem de competição de mercado para esses serviços, permitindo que *players* setoriais, e inclusive de outros setores (como de telecomunicações, saneamento etc.), diversos à distribuidora, fornecessem esses serviços.

Nesse sentido, entender os aspectos relativos à medição na experiência internacional, no contexto da abertura de mercado, é importante, sendo este o objetivo deste Capítulo.

### 3.2. Serviço de Medição

A abertura de mercado envolve vários aspectos, e, entre estes, o relacionado à medição e faturamento. Tornar o processo de leitura dos dados e dar a informação correta ao consumidor é o ponto central para que este tome suas decisões de forma consciente e possa aderir ao mercado livre de energia. Nesse sentido, a adoção de medidores inteligentes (*smart meters*) emerge como tecnologia que pode auxiliar nessa atividade.

Segundo Haney et al. (2009), os pequenos consumidores (varejistas) têm sido o foco do debate sobre a utilização de medidores inteligentes, ao passo que esses usuários não têm tido, no contexto mundial, os incentivos apropriados ou as informações necessárias para se tornar participantes ativos. Nesse sentido, ainda de acordo com o trabalho, o documento Energy Services Directive (2006/32/EC), na Europa, deu nova ênfase à época à elaboração de políticas de eficiência energética. O documento, em seu artigo 13, trata especificamente sobre o assunto de medição e faturamento, obrigando os Estados-membros a garantirem que esses dois aspectos reflitam o atual consumo e forneçam informações horárias, desde que seja tecnicamente viável e economicamente possível, o que intensificou a discussão sobre o uso de medidores inteligentes para pequenos consumidores. Adicionalmente, os agregadores poderiam exercer um papel de protagonismo em campanhas de conscientização voltadas ao consumidor final, por exemplo, o que poderia impulsionar, inclusive, a migração do consumidor para o mercado livre.

Tradicionalmente, os serviços de medição foram monopólios das distribuidoras. Desde o início do movimento de liberalização dos mercados de energia, estes serviços continuaram a ser prestados pelas distribuidoras, dado que estas já possuíam o *know-how* intrínseco desta atividade. Apesar disso, vários países têm fomentado a competição de mercado para estes serviços, como o caso comentado anteriormente da Grã-Bretanha, e o da Alemanha. A Tabela 7 apresenta a experiência do mercado europeu relacionado à prestação do serviço de medição.

Tabela 7 - Propriedade dos medidores em diferentes mercados europeus.

Proprietário	Eletricidade	Gás
Operador de Rede (DNO)	BE, DE, ES, IT, LT, LU, LV, NO, PL, PT, SE, SK, UK	BE, CZ, DE, ES, IT, LU, PL, SI, SE, SK, UK
Comercializador Varejista (Supplier)	ES, UK	UK
Empresa de medição	DE, UK	DE
Município	FR	CZ
Consumidor	ES, PL, SI, UK	CZ, PL, SI, ES, UK
Propriedade não regulada	DK	DK, LV
Nenhum dos casos anteriores	BE, GR	

**Legenda dos países: BE: Bélgica; CZ: República Tcheca; DE: Alemanha; DK: Dinamarca; ES: Espanha; FR: França; GR: Grécia; IT: Itália; LT: Lituânia; LU: Luxemburgo; LV: Letônia; NO: Noruega; PL: Polônia; PT: Portugal; SE: Suíça; SI: Eslovênia; SK: Eslováquia; UK: Reino Unido.**

Fonte: Adaptado de Haney et al. 2009.

Na Grã-Bretanha, de acordo com Haney et al. (2009), quando as distribuidoras de energia foram obrigadas a separar os serviços de distribuição e de fornecimento de energia em 2000, ficaram com a responsabilidade, inclusive, de continuarem fornecendo os serviços de medição.

Como provedores desse tipo de serviço (*incumbent meter service provider*), as distribuidoras foram obrigadas a prestar esse serviço caso os comercializadores varejistas solicitassem, para suas áreas de atuação. Os valores para a prestação desse serviço eram regulados pelo Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) (Tabela 8). Após um período, o Regulador abriu o mercado, permitindo que esses serviços fossem oferecidos por outros agentes, e, dessa forma, os comercializadores varejistas podem escolher os fornecedores desses serviços (operadores de medidores, agentes que coletam os dados de medição, agentes agregadores de dados de medição, ou até mesmo os próprios comercializadores varejistas). Portanto, para o caso inglês, o mercado regulado e o mercado aberto dos serviços de medição coexistiram por um determinado momento.

Tabela 8 - Valores regulados pelo OFGEM para serviços de medição.

(A) Tetos de preço (*price caps*) anuais para medidores (esses tetos são indexados à inflação para anos subsequentes)

<b>Tipo de Medidor de Eletricidade</b>	<b>Price Cap (Libras por ano – preços em 2002/03)</b>
Doméstico - crédito	1,12
Pré-pago	9,75

(B) Receitas teto para operação dos medidores (esses tetos são indexados à inflação para anos subsequentes)

<b>Atividade de carregamento</b>	<b>Receita teto (Libras por ano – preços em 2002/03)</b>
Leitura de medidor monofásico	21,37
Leitura de medidor polifásico	34,91

Fonte: Adaptado de Agora Energiwender, 2019.

Atualmente, os comercializadores varejistas são responsáveis por contratar os serviços de medição em nome de seus consumidores, sendo que quaisquer decisões para investimento em tecnologias de medição mais avançadas são de total responsabilidade do próprio comercializador varejista. Esse modelo adotado pela Grã-Bretanha possibilitou a competição e o desenvolvimento tecnológico das soluções de medição, prevenindo a adoção de uma única tecnologia.

Na Alemanha, antes de sua liberalização do mercado de energia, o mercado era estruturado no formato de concessionárias (*utilities*) integradas verticalmente, separadas por áreas.

Esse sistema era baseado no Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) de 1935, o qual permaneceu até 1998, de acordo com o documento produzido pela Agora Energiewende (2019). A Figura 23 apresenta a divisão das concessionárias, bem como suas respectivas áreas de atuação.

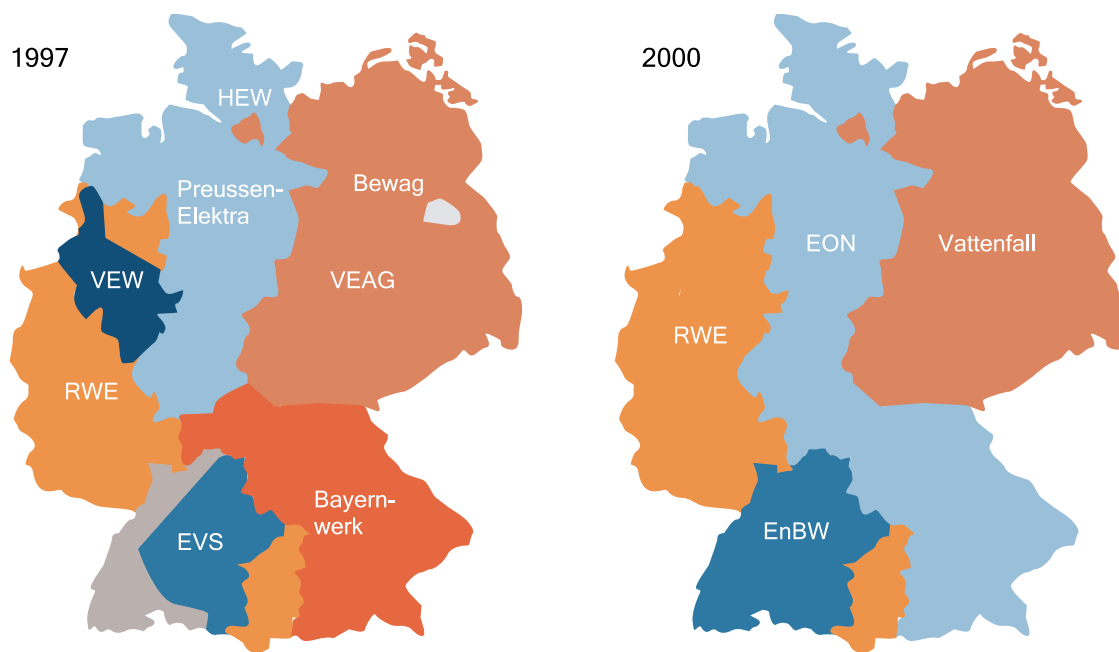


Figura 23 - Concessionárias verticalmente integradas e áreas de atuação.

Fonte: Adaptado de Agora Energiewender, 2019.

No contexto da abertura do mercado na Alemanha, houve duas grandes reformas do EnWG, reflexo dos d

.i/\*s primeiros pacotes europeus (First and Second Act) voltados para a modernização -

dos mercados de energia do continente. Nesse sentido, a segunda reforma (2003), foi a que liberalizou as atividades de medição na Alemanha, sendo que ainda houve um terceiro pacote de reformas no mercado europeu.

O primeiro pacote (1996) determinou que os Estados-membros quebrassem os monopólios das empresas de energia elétrica e gás, substituindo-os por estruturas competitivas de mercado. Apenas o segmento de distribuição foi poupado, o qual havia sido considerado pela Comissão Europeia à época como um monopólio natural. Os Estados-membros foram solicitados a estruturarem regulamentações no sentido de prevenir que os proprietários de ativos de geração e transmissão usassem seu poder de mercado dificultando, dessa forma, a entrada de novos agentes.

Nesse sentido, a União Europeia conferiu liberdade aos seus Estados-membros para determinarem suas regulamentações em âmbito nacional. Além disso, esse primeiro pacote de reformas também incluiu requisitos de desverticalização (*unbundling*). As atividades de contabilização e faturamento nas concessionárias integradas seriam segregadas nos agentes de geração e de comercialização de energia. Além disso, as operações de autossuprimento (entre as áreas de comercialização e geração, por exemplo, de um mesmo grupo empresarial) precisariam ser eliminadas.

O segundo pacote de reforma da União Europeia foi em 2003, o qual deu continuidade ao processo de liberalização do mercado de energia. Basicamente, se consolidou o *unbundling* da operação da rede das grandes concessionárias, tornando o acesso à rede competitivo e obrigando os Estados-membros a criarem autoridades regulatórias (no caso da Alemanha, o *Bundesminister für Wirtschaft und Energie*, 2016). Ademais, esse pacote de reformas aumentou os padrões relacionados à regulamentação relativo ao *unbundling* das atividades da indústria de energia na União Europeia.

O resultado prático do segundo pacote de reformas europeu para o mercado de energia alemão, pode ser elencado:

- O acesso regulado à rede foi definido como padrão, sendo que os critérios, padrões de mercado e os contratos foram padronizados.
- A supervisão dos operadores de rede passa a ser realizada pelas autoridades reguladoras.
- Grandes concessionárias (*utilities*) (com mais de 100.000 consumidores, mercados separados de energia e gás) tiveram que segregar o negócio do fio. Exceções foram concedidas a pequenos operadores de rede.
- A competição dos serviços de medição foi instituída. Por conseguinte, o comercializador varejista (*grid access point owner*) poderia escolher o operador de medição. Anteriormente, esse serviço era prestado pelo operador de rede.

### **3.3. Agregação de Medição**

Santos et. al (2023) e CREG (2020), indicam que a experiência internacional aponta que a atividade de agregação pode ser realizada de forma centralizada ou descentralizada considerando-se características intrínsecas dos diferentes desenhos de mercado de cada país, como:

- Funções



- Responsabilidades
- Governança
- Independência
- Riscos
- Proteção dos dados

Como exemplo de atividade de agente agregador centralizado tem-se os modelos adotados no Reino Unido, Noruega e Austrália. Com o mesmo alinhamento, o mercado colombiano também analisa atualmente (CREG, 2020) a conveniência de adoção de uma entidade centralizadora de dados de medição (Gestor Independiente de Datos y Información - GIDI). A Tabela 9 ilustra diferentes aspectos da figura do agente agregador de dados de medição centralizados para os mercados de energia selecionados.

Tabela 9 - Diferentes mercados de energia e abordagens de agregação de medição.

VARIÁVEL DE DESENHO DE MERCADO	COLÔMBIA	REINO UNIDO	NORUEGA	AUSTRÁLIA
GESTOR INDEPENDENTE	GIDI: Proposta CREG 131/2020.	DCC – Data Communications Company. Controlado pela Capita PLC.	ElHub: Controlado por Statnett.	AEMO: Australian Energy Market Operator. Propriedade mista (60% governo e 40% indústria elétrica).
TIPO DE MODELO DE GESTÃO DA INFORMAÇÃO	Centralizado	Gestor de Provedores (centralizado)	Hub com funções (centralizado)	Gateway (descentralizado)
MEDIÇÃO	Descentralizada (Distribuidora)	Centralizada (DCC e subcontratados)	Descentralizada (Distribuidoras e Provedoras)	Descentralizada (Comercializadores)
TELECOMUNICAÇÕES	Descentralizada (Distribuidora-Provedor)	Centralizada (DCC e subcontratados)	Descentralizada (Distribuidoras e Provedoras)	Descentralizada (Comercializadores e Provedoras)
IMPLANTAÇÃO	Distribuidora	Comercializador com apoio do DCC	Distribuidora	Comercializador
EXISTÊNCIA DE COMERCIALIZADOR VAREJISTA INDEPENDENTE	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existem os independentes e integrados com o segmento de geração de energia.	Sim. Existe apenas os comercializadores integrados com o segmento de geração de energia.
LIBERDADE DE TROCA DE COMERCIALIZADOR	Sim	Sim	Sim	Sim
LIBERDADE DE NEGOCIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA	Não. Apenas os consumidores não regulados podem negociar livremente.	Sim, para todos os consumidores. Tarifa com teto para medidores pré-pagos ou se nunca mudou de tarifa.	Sim, para todos os consumidores, com medidas de proteção.	Sim, para todos os consumidores, com medidas de proteção e acompanhamento.

**Legenda: GIDI (Gestor Independiente de Información), DCC (Data Communications Company), AEMO (Australian Energy Market Operator).**

Fonte: Adaptado de CREG, 2020.

Nesses mercados selecionados, a taxa de troca de comercializador (*switching rate*) chega a 20% dos usuários, sendo que são realizadas melhorias contínuas para a padronização da comunicação e eliminação das barreiras para o processo de troca de comercializador, as quais incluem, por exemplo, problemas de confiabilidade e de velocidade, com tempos médios para o processo de troca em torno de 15 dias ou mais.

A Figura 24 apresenta as taxas médias de troca de comercializador para os mercados selecionados<sup>6</sup>.

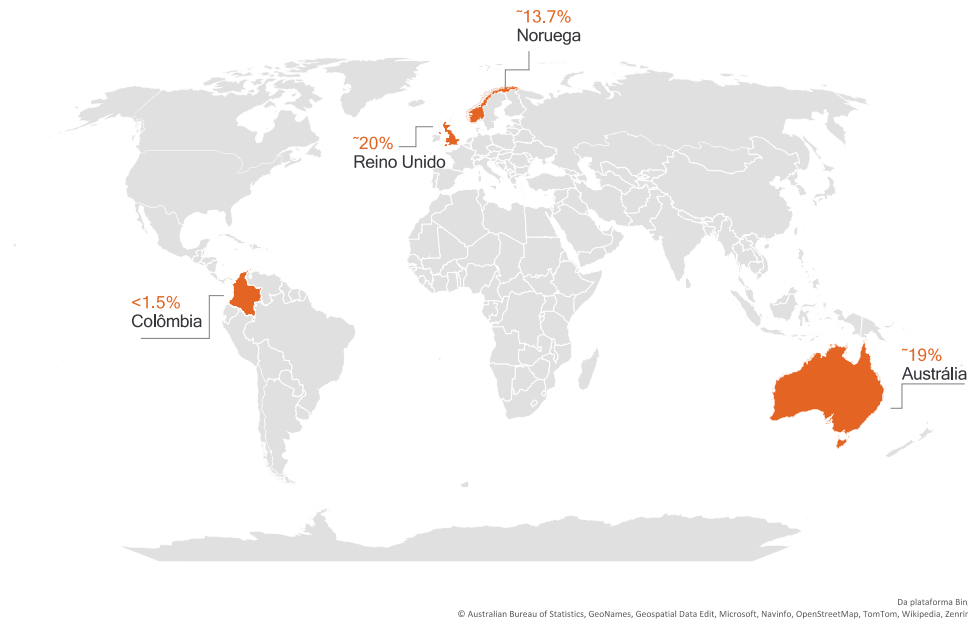


Figura 24 - Taxas médias de troca de comercializador varejista.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

As diferenças nos modelos de agente de agregação de medição se devem também a aspectos e características da atividade de distribuição de energia, integração vertical, a responsabilidade de instalação dos medidores inteligentes e às leis de proteção de dados e propriedade das empresas operadoras. No caso da Austrália, por exemplo, alguns motivadores tiveram relação com o cenário no qual houve a privatização das distribuidoras, as quais eram integradas à cadeia de geração e comercialização, visto que existia alta não conformidade dos comercializadores independentes com a posição destas companhias.

Além disso, no Reino Unido, a integração vertical e a alta concentração de mercado, motivaram a centralização da gestão, devido a uma continuidade das taxas de troca de comercializadores, além de que a nova geração de instalação de medidores inteligentes demandou uma dinâmica mais competitiva de mercado.

No caso da Noruega, uma das principais motivações foi a integração com os outros países nórdicos do mercado varejista, a qual requer um alto esforço de gestão de dados, legislativo e eliminação de barreiras de entrada entre os países.

<sup>6</sup> As taxas apresentadas são anuais e foram extraídas de CREG (2020), NordREG (2017), OFGEM (2019) e ACCC (2018).

Como exemplo de atividade de agregação descentralizada, tem-se o caso da Alemanha, na qual a operação dos sistemas regionalizados fica a cargo do DSO. Esse agente também é responsável pelo planejamento, construção e manutenção das redes de distribuição de energia.

Adicionalmente, também faz parte do escopo do DSO a conexão de novos agentes geradores e consumidores, a responsabilidade pela medição do consumo das pequenas cargas e reporte desses dados aos comercializadores varejistas e ao TSO. Uma outra função do DSO nesse mercado é o registro e o gerenciamento dos dados que serão utilizados pelos participantes do mercado.

### **3.3.1. Mercado Colombiano**

O mercado de energia da Colômbia está discutindo, atualmente, a implementação de uma Infraestrutura de Medição Avançada (IMA), além da centralização da gestão da medição, por meio do GIDI.

No que tange à operacionalização do mercado, a XM possui essa função, sendo responsável pelas seguintes verticais:

- Planejamento, coordenação, supervisão e controle da operação integrada dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) (Centro Nacional de Despacho - CND);
- Administração do Sistema de Intercâmbios Comerciais, mediante o registro dos contratos de energia de longo prazo, além da liquidação, faturamento cobrança e pagamento do valor dos contratos de energia na bolsa de energia por geradores e comercializadores (Administración del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC)
- Administração e liquidação de contas de encargos por uso das redes do SIN (Liquidación y Administración de Cuentas - LAC).

Atualmente, a medição e tratamento dos dados são realizados de forma descentralizada, por meio do conceito de Fronteiras Comerciais, as quais são definidas da seguinte forma: corresponde ao ponto de medição associado ao ponto de conexão entre agentes ou entre agentes e usuários conectados às redes do Sistema de Transmissão Regional ou dos Sistemas de Distribuição Local, ou entre diferentes níveis de tensão de um mesmo Operador de Rede (OR). Cada agente do sistema pode ter uma ou mais fronteiras comerciais, as quais são compostas dos equipamentos e sistemas apresentados na Figura 25.

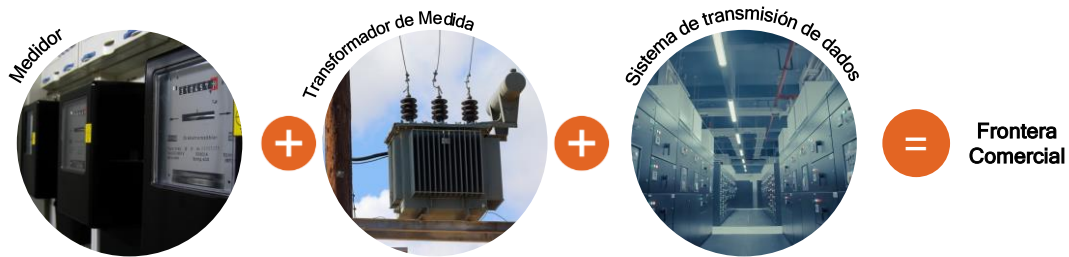


Figura 25 - Equipamentos e sistemas de formam o conceito de fronteira comercial.

Fonte: Adaptado de XM, 2023.

Relativamente às fronteiras comerciais, alguns conceitos importantes são considerados na sequência:

- **Fronteiras de geração:** são os pontos de entrega de energia líquida dos Geradores a qualquer das redes de transmissão ou distribuição, no nível de alta tensão. Estão incluídos neste tipo de fronteira os cogeneradores e os autoprodutores;
- **Consumos próprios:** é o consumo de energia e potência, requerido pelos sistemas auxiliares de uma unidade geradora;
- **Nós de fronteira entre as interligações internacionais:** pontos de conexão ao SIN com países vizinhos, utilizados como referência para efeitos de comparação de preços com o Equador e com a Venezuela.
- **Usuários não regulados:** são consumidores que negociam bilateralmente seus preços de energia. Possuem uma capacidade superior a um determinado valor prefixado em MW ou a um consumo mensal mínimo de energia em MWh.
- **Usuários regulados:** os usuários regulados atendidos por um comercializador diferente do incumbente (distribuidora) do respectivo mercado de comercialização.
- **Iluminação pública:** pode negociar livremente as tarifas de energia, igual aos usuários não-regulados. Exclui a iluminação de áreas comuns de conjuntos fechados ou de rodovias sem jurisdição do município.
- **Fronteiras de desconexão voluntária:** são aquelas fronteiras que podem ser remuneradas economicamente pela sua adaptabilidade e resposta à demanda, de acordo com as regras estabelecidas nas resoluções CREG 063 de 2010 e suas atualizações.

A Figura 26 apresenta o processo de registro de fronteiras comerciais, com seus respectivos tempos, enquanto a Figura 27 apresenta as estatísticas do número de fronteiras atuais no mercado de energia da Colômbia.

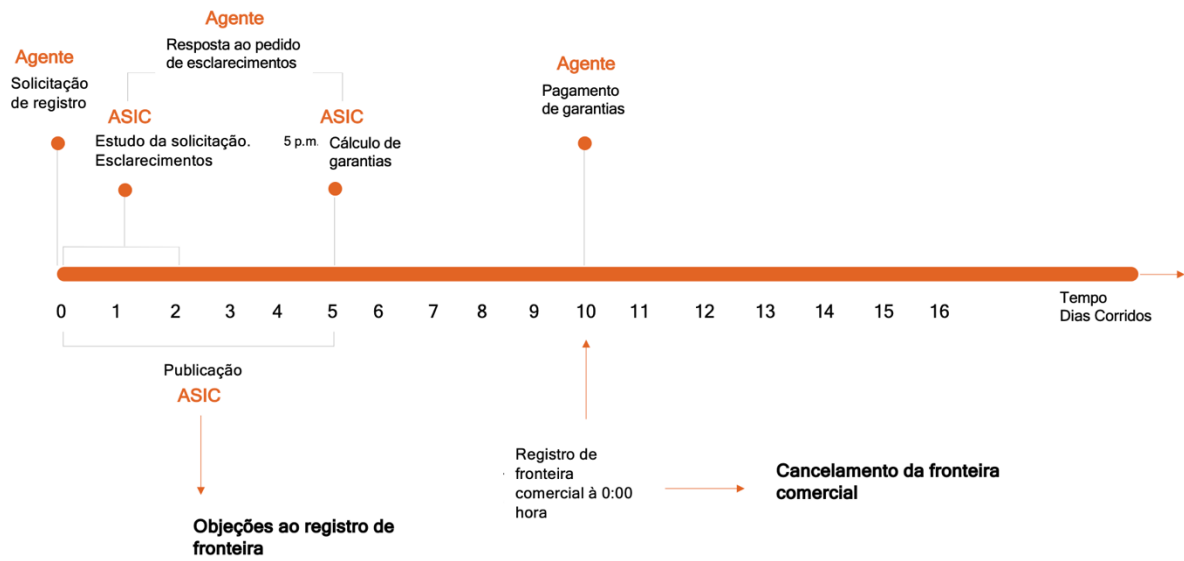


Figura 26 - Processo de registro de fronteiras comerciais.

Fonte: Adaptado de XM, 2023.

Tipo de Fronteira	Quantidade de Fronteiras
Tipo Consumo Próprio	143
Tipo Entre Agentes	593
Tipo Regulado	22.836
Tipo Não Regulado	6.222
Tipo Geração	655
Tipo Iluminação Pública sem medidor	380
Tipo TIE	20
Tipo Consumo Auxiliar	79
Tipo Distribuição	1.836
Tipo DDV Medição Independente	31
Tipo DDV Planta de Emergência	58
Tipo DDV Linha Base Consumo	1.356




 <b>149</b> Agentes representando fronteiras
 <b>73</b> Comercializadores
 <b>76</b> Geradores

Figura 27 - Estatísticas de fronteiras comerciais por categoria de agente.

Fonte: Adaptado de XM, 2023.

Nesse sentido, para suportar a aplicação das fronteiras comerciais, também foi desenvolvido o Código de Medidas (Resolução CREG 038 de 2014), no qual são estabelecidos as condições técnicas e procedimentos que são aplicáveis à medição de energia nos seguintes âmbitos: os intercâmbios comerciais no SIN, os intercâmbios com os outros países, as transações entre agentes e as relações entre agentes e usuários. Ainda neste mesmo documento são definidas as características técnicas que os sistemas de medição devem cumprir no que tange a:

- Classes de exatidão
- Componentes do sistema de medição
- Medição bidirecional
- Manutenção e calibração dos sistemas de medição
- Medição de retaguarda
- Condições dos registros de leitura
- Proteção dos dados
- Centro de Gestão de Medidas (CGM)
- Localização das fronteiras comerciais
- Folha de dados do sistema de medição
- Gestão contra furto dos sistemas de medição

Relativamente às responsabilidades dos agentes e usuários no processo de medição de energia elétrica, os seguintes pontos são destacados. Um ponto importante que se destaca é que, entre as funções do ASIC, está a de verificar o cumprimento do Código de Medida por parte dos agentes que representam as fronteiras comerciais.

- Representante de fronteira (RF) de acordo com o tipo de fronteira
- Registro e atualização de fronteiras
- Reporte das medições nos prazos regulatórios
- Assegurar o acesso aos sistemas de medição
- Aplicar as normas vigentes

No que tange às verificações de conformidade dos sistemas de medição, são destacados os principais pontos:

- Verificação inicial do sistema de medição
- Verificação extraordinária
- Verificação por objeção
- Verificação quinquenal de todos os sistemas de medição que se reportam ao ASIC.

Sobre a verificação quinquenal, os seguintes pontos são destacados:

- É realizada uma seleção e processo de contratação de uma empresa terceira verificadora
- É selecionada uma amostra de fronteiras de medição por cada agente representante
- A amostra é apresentada ao Conselho de Comercialização
- Execução da verificação das fronteiras

- Fronteiras que possuam alguma não conformidade devem apresentar um plano de correção
- Publicação dos informes gerais da verificação quinquenal por parte do ASIC

Fisicamente, o local no qual são armazenadas as medições de energia é chamado de Centro de Gestão de Medição (Centro de Gestión de Medida – CGM), o qual é contratado pelo representante da fronteira para o tratamento dos dados de seus respectivos clientes. Os CGMs possuem as seguintes funções:

- Armazenamentos de leituras
- Execução dos processos de validação e crítica das medições
- Realizar os reportes ao ASIC das leituras de medidores
- Crítica das leituras das fronteiras comerciais

### **3.3.2. Mercado Europeu**

A abordagem europeia relacionada à atividade de agregação de medição remonta ao Anexo I.2 da Diretriz EU 2009/72/EC<sup>7</sup>, a qual cobre os aspectos da medição inteligente, sendo que cada estado-membro adota estratégias e políticas diferentes para esta atividade, como abordado na Tabela 10.

#### *3.3.2.1. Reino Unido*

Neste mercado, a função de Gestão Independente dos Dados e Informação é realizada por meio da Companhia de Dados e Comunicações (Data Communications Company - DCC), que dispõe da rede de dados da Grã-Bretanha para receber as informações dos medidores inteligentes dos agentes de mercado (consumidores, comercializadores, geradores e operadores de rede e empresas e serviços de energia). O DCC é operado por uma empresa privada (“Capita PLC”) por meio de uma licença regulada conferida pelo OFGEM.

A licença concedida ao DCC compreende a responsabilidade para a gestão do serviço de medição inteligente em nome de seus usuários, contratar os provedores de serviços de dados e comunicações e prover outros serviços, dado um arcabouço de restrições e condicionantes.

---

<sup>7</sup> A regulação europeia sobre a agregação de medição evoluiu ao longo dos anos, o que pode ser avaliado quando se analisa as regulamentações específicas dos Estados-membros, como o caso da Alemanha, detalhado nesta Pesquisa.

Tabela 10 - Estratégias dos diferentes Estados Membros da UE relativa às atividades de medição.

Implantação em larga escala (pelo menos 80% dos consumidores até 2020)	Mercado de medição	Estratégia de implantação	Parte responsável - implementação e propriedade	Parte responsável - acesso aos dados de medição	Financiamento de roll-out
Áustria	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de medição e rede
Dinamarca	Regulado	Mandatório	DSO	Central Hub	Tarifas de rede
Estónia	Regulado	Mandatório	DSO	Central Hub	Tarifas de rede
Finlândia	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de rede
França	Regulado	Mandatório	DSO*	DSO	NA
Grécia	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	NA
Irlanda	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de rede
Itália	Regulado	Voluntário + Mandatório	DSO	DSO	Fontes DSO + Tarifas de rede
Luxemburgo	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de rede
Malta	Regulado	Voluntário	DSO	DSO	Tarifas de rede
Holanda	Regulado	Mandatório com opt-out	DSO	DSO	Tarifas de rede
Polónia	Regulado	Mandatório	DSO	Central Hub	Tarifas de rede
Romênia	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de rede
Espanha	Regulado	Mandatório	DSO	DSO	Tarifas de rede + aluguel SM
Suécia	Regulado	Voluntário	DSO	DSO	Fontes DSO + Tarifas de rede
Reino Unido (GB)	Competitivo	Mandatório	Fornecedor	Central Hub	Fundado por fornecedores
Bélgica	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO	NA
Bulgária	NA	NA (sem lançamento ainda)	NA	NA	NA
Chipre	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO	NA
República Tcheca	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	Central Hub	NA
Alemanha	Competitivo	NA (sem lançamento ainda)	Operador de Medição ou DSO	Operador de Medição ou DSO	NA
Hungria	NA	NA (sem lançamento ainda)	NA	NA	NA
Letónia	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO	Tarifas de rede
Lituânia	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO	Tarifas de rede
Portugal	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO	Fontes DSO + Tarifas de rede
República Eslovaca	Regulado	NA (sem lançamento ainda)	DSO	DSO/Central	Fontes DSO + Tarifas de rede
Eslovénia	NA	NA (sem lançamento ainda)	NA	DSO	NA

Fonte: Adaptado de European Commission, 2014.

Devido à magnitude do rol de serviços e responsabilidades do DCC, este realiza a subcontratação de serviços relacionados a:

- Provedor de serviços de dados
- Provedor de serviços de comunicações
- Desenvolvimento de software;
- Infraestrutura-chave para a medição inteligente

O provedor de serviços de dados controla unicamente a troca de mensagens entre os medidores inteligentes (atualmente, a empresa que realiza esta atividade é a CGI IT UK Limited). Por sua vez, as empresas Arquivo Limited e Telefónia UK são os provedores de serviço de comunicações, sendo que esses provedores fornecem a interconexão nas zonas norte e sul, respectivamente. No norte da Inglaterra se utiliza a rádio de longo alcance (a qual é utilizada para outras redes importantes de comunicação), como a de televisão digital e serviços de emergência.

A rede da companhia telefônica cobre o resto da Inglaterra e País de Gales por meio da frequência de rádio celular (utilizada em sistemas de telefonia móvel) com a tecnologia de “malha” para complementar a conectividade em locais de difícil acesso. A Figura 28 apresenta o DCC e seus diferentes subcontratados e responsabilidades.



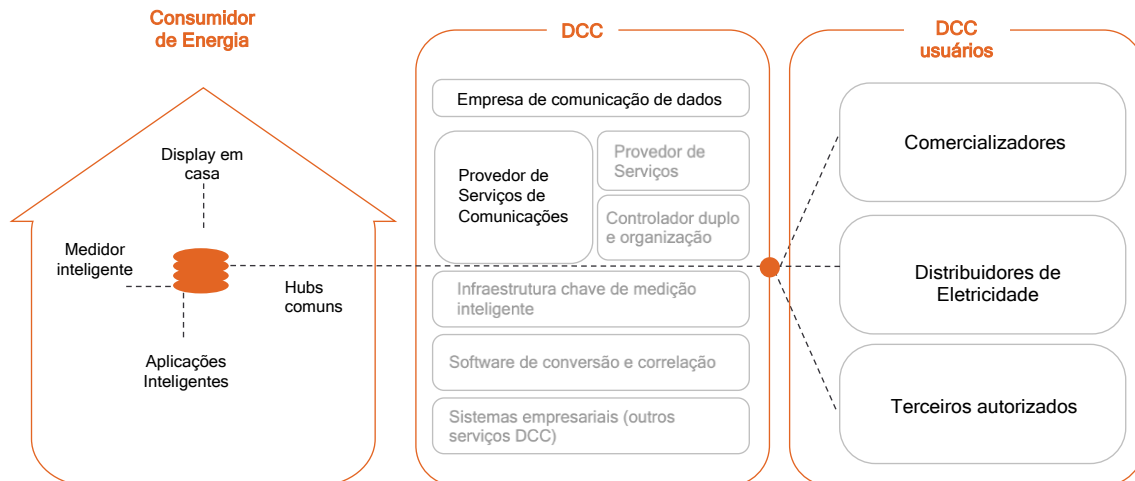


Figura 28 - Topologia DCC, serviços e usuários.

Fonte: Adaptado CREG, 2020.

### 3.3.2.2. Alemanha

No caso alemão, optou-se por realizar a agregação de medição de forma descentralizada via DSO. A arquitetura de comunicação de dados de medição é baseada em dois componentes principais: i) medidores inteligentes e ii) o *gateway* dos medidores inteligentes (Smart Meter Gateways – SMGW), sendo que a combinação desses dois componentes é comumente chamada, na literatura de Sistemas de Medição Inteligente, de (Intelligent Metering System - iMSys).

De acordo com Förderer et. al (2019), o SMGW é um dispositivo de comunicação com duas funcionalidades principais: i) pode realizar a comunicação automática entre o medidor inteligente e participantes de mercado habilitados (External Market Participant – EMP), e ii) permite que os EMPs enviem comandos para ajuste de carga para dispositivos chamados de *control boxes* (como exemplo, sistemas de gerenciamento de energia – Energy Management Systems – EMS). Os EMPs podem ser divididos em passivos (os quais recebem as informações de medição) ou ativos (os quais também podem enviar sinais de comando para os *control boxes*).

Além disso, os SMGWs atuam como intermediários entre as seguintes redes, as quais estão conectados a outros dispositivos e stakeholders:

- **Home Area Network (HAN):** Essa rede é a responsável por interligar o SMGW e os Sistemas de Controláveis Locais (Controllable Local Systems – CLS), como dispositivos controláveis ou EMS;

- **Local Metrological Network (LMN):** Essa área de rede é para a comunicação entre o SMGW e demais medidores inteligentes;
- **Wide Area Network (WAN):** Essa área de rede é para a comunicação do SMGW, os EMPs associados e o Administrador local do SMGW.
- **Controllable Local System (CLS):** dispositivos controláveis.

É importante ressaltar que o Administrador local do SMGW é a entidade responsável pelo gerenciamento dos canais encriptados e autenticados que os dispositivos SMGW utilizam para se comunicarem entre si e entre os EMPs. A Figura 29 apresenta a topologia do sistema de medição utilizado no mercado alemão de energia.

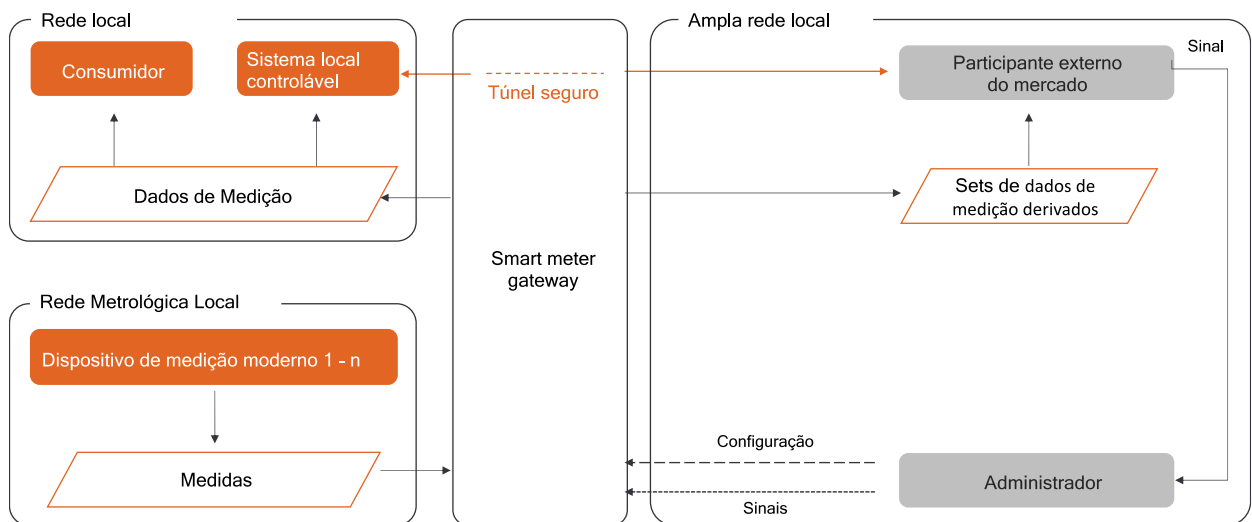


Figura 29 - Topologia de medição do mercado alemão de energia.

Fonte: Adaptado Kroener, 2020.

O regulamento alemão sobre medição (Act of Metering Operation and Data Management), instituiu a figura do Operador de Medição (*metering point operator*), o qual é responsável pela instalação do medidor e leitura dos dados de medição, além da disponibilização dos dados a terceiros credenciados. No caso alemão, os serviços de medição são competitivos, com o DSO sendo o operador de medição padrão e agregador de dados de medição. Contudo, o consumidor tem a opção de escolher um terceiro para realizar essa atividade. A Figura 30 apresenta a topologia do desenho do mercado de energia da Alemanha e seus instrumentos contratuais.

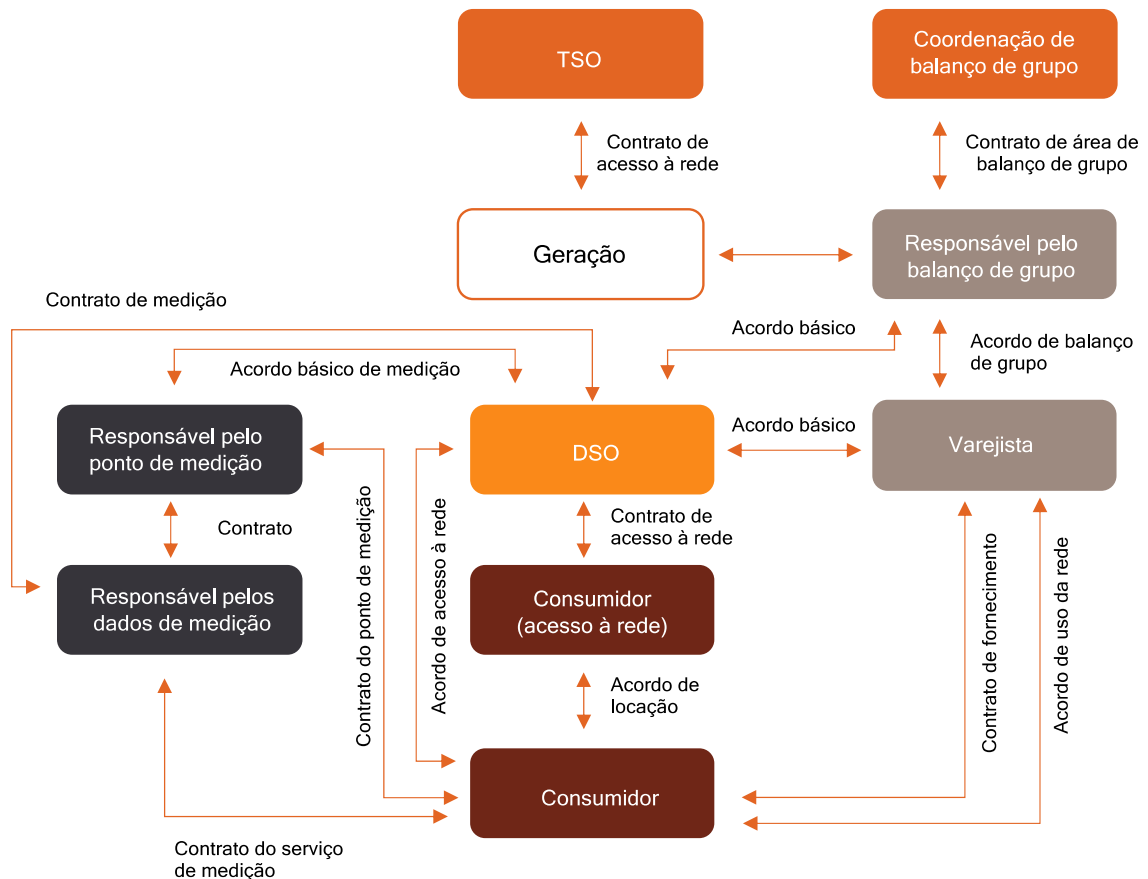


Figura 30 - Relação entre agentes do mercado alemão.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

### 3.3.2.3. Noruega

A Noruega atualmente possui uma gestão de dados centralizada no Elhub, propriedade da Statnett, o qual possui uma licença (Agreement on the use of the Data Hub for the electricity market) como responsável pela gestão do Elhub, de acordo com a Secção 4-3 da Lei de Energia da Noruega (ECOLEX, 1990), com a obrigação da gestão de informação para a medição e liquidação da energia elétrica no mercado varejista. Este modelo é um primeiro passo para uma transição ao modelo centralizado regional, com uma harmonização de todos os países nórdicos (Noruega, Dinamarca, Finlândia, Islândia e Suécia).

Um aspecto descentralizado da Noruega consiste no modelo no qual as responsabilidades estão no Elhub e permitem que os participantes do mercado possuam provedores de serviços. Os provedores de serviço são empresas que prestam serviços aos participantes no mercado e podem assumir o papel de leitura dos dados de medição para um distribuidor ou prover serviços a outros participantes do mercado.

No entanto, o modelo de gestão de dados está completamente centralizado e permite o armazenamento de valores históricos de medição de dados dos clientes, entre outras funcionalidades, ao invés da gestão de dados descentralizada via distribuidora.

Relativamente à aquisição dos dados, as distribuidoras fornecem essas informações ao Elhub, ao passo que os comercializadores varejistas fornecem os dados do cliente, para integrar a medição com os processos comerciais de faturamento, sem barreiras operativas.

A Figura 31, a seguir, apresenta a topologia do funcionamento do Elhub e interações entre os players de mercado.

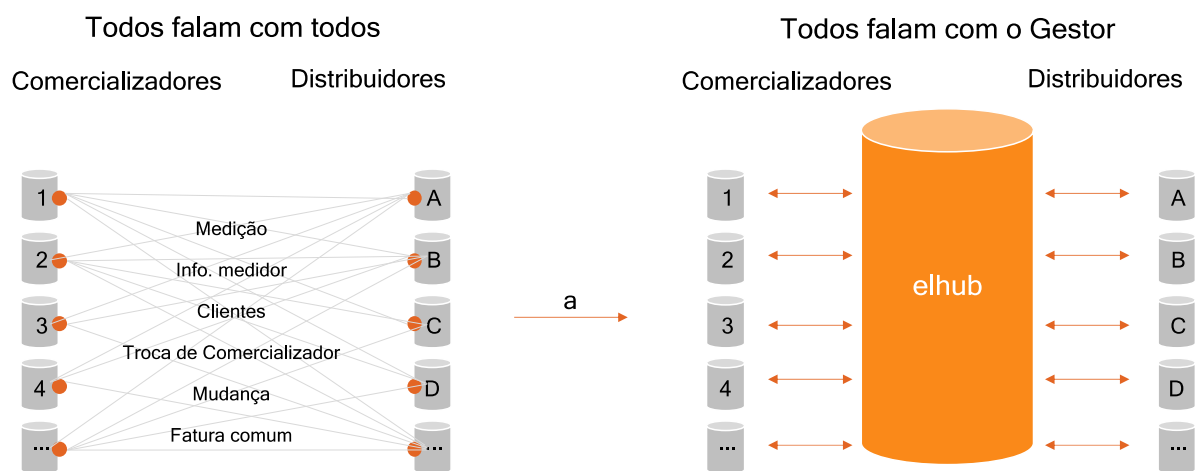


Figura 31 - Topologia Elhub.

Fonte: Adaptado de CREG, 2020.

O Elhub possui a função de centralizar, processar e facilitar o acesso, como um agente neutro de mercado, com interfaces e informações padrões de transferência de dados, acesso a terceiros a dados históricos, entre outras funções.

#### 3.3.2.4. Austrália

Na Austrália, para a gestão de dados centralizada optou-se que essa atividade ficasse a cargo do Operador de Mercado (AEMO), adotando-se o modelo de *gateway*, para proporcionar o acesso aos dados, tanto dos consumidores como a seus comercializadores de energia atuais, potenciais e terceiros de confiança quando assim for autorizado pelo consumidor.

Este modelo parte da base das estratégias aprovadas pelo parlamento australiano para implementar o CDR (Consumer Data Right) nos segmentos de energia e telecomunicações, para embasar a comparação e adoção de produtos no mercado varejista de energia, como também “funções mais avançadas”, tendo em conta as novas tecnologias inteligentes, como medidores, energia solar, armazenamento e medidas de eficiência energética, entre outros.

Com base nesse modelo, pode-se compartilhar a informação, como o contrato de energia atual de um consumidor e seu padrão de consumo com outros provedores de serviços de energia; também é possível oferecer ao consumidor a comparação entre tarifas e produtos de energia. De acordo com a ACCC (Australian Competition and Consumer Commission), foi realizado uma comparação de três modelos de acesso a dados, e concluiu-se que o modelo de gateway equilibra melhor a funcionalidade, a rentabilidade, a flexibilidade e a segurança ao mesmo tempo em que aproveita os dados e a infraestrutura de Tecnologia da Informação (TI) do AEMO. Adicionalmente, sendo que o AEMO possui maioria estatal em seu controle (cerca de 60% e 40% da indústria de energia elétrica australiana), é possível facilitar o processo de implantação bem como redução de custos, estendendo estas vantagens, inclusive, aos consumidores varejistas de energia.

A ACCC descartou o modelo centralizado e preferiu a adoção do modelo *gateway*, reconhecendo a simplicidade de apenas um titular dos dados e do ponto de acesso, no caso do modelo centralizado. Foi considerado que ambos os modelos são opções viáveis e que cada um oferece distintas vantagens e desafios, contudo, a escolha pelo modelo descentralizado teve como principais justificativas:

- O modelo é mais adequado para permitir a implementação oportuna e efetiva dos direitos dos dados do consumidor de energia, ao aproveitar a infraestrutura de transferência de dados existentes do AEMO e as eficiências na estrutura de comunicação com o cadastro da ACCC dos destinatários cadastrados;
- O modelo centralizado criaria custos de implementação importantes e traria complexidade associada ao modo de centralização dos dados, o que demandaria mudanças significativas na regulação do mercado de energia;
- O armazenamento centralizado de um conjunto completo de dados de consumidores de energia aumentou com a preocupação a respeito de aspectos de segurança e privacidade, sendo isso um consenso entre os agentes setoriais;
- Seriam criadas demandas regulatórias adicionais para o Operador de Mercado, os participantes e os consumidores.

O *gateway* funcionaria como uma via que reduziria os custos de implementação para os consumidores varejistas, particularmente aqueles que não sejam convertidos em destinatários dos dados certificados, sendo que isso eliminaria a necessidade de vinculá-los ao registro para autenticação dos dados certificados.

Este modelo deve facilitar a interoperabilidade, sempre que os padrões da porta de entrada se desenvolvam para serem consistentes com as normas utilizadas em outros setores da economia e seja possível alcançar um ecossistema mais amplo. A Figura 32 apresenta a topologia do modelo de *gateway*.

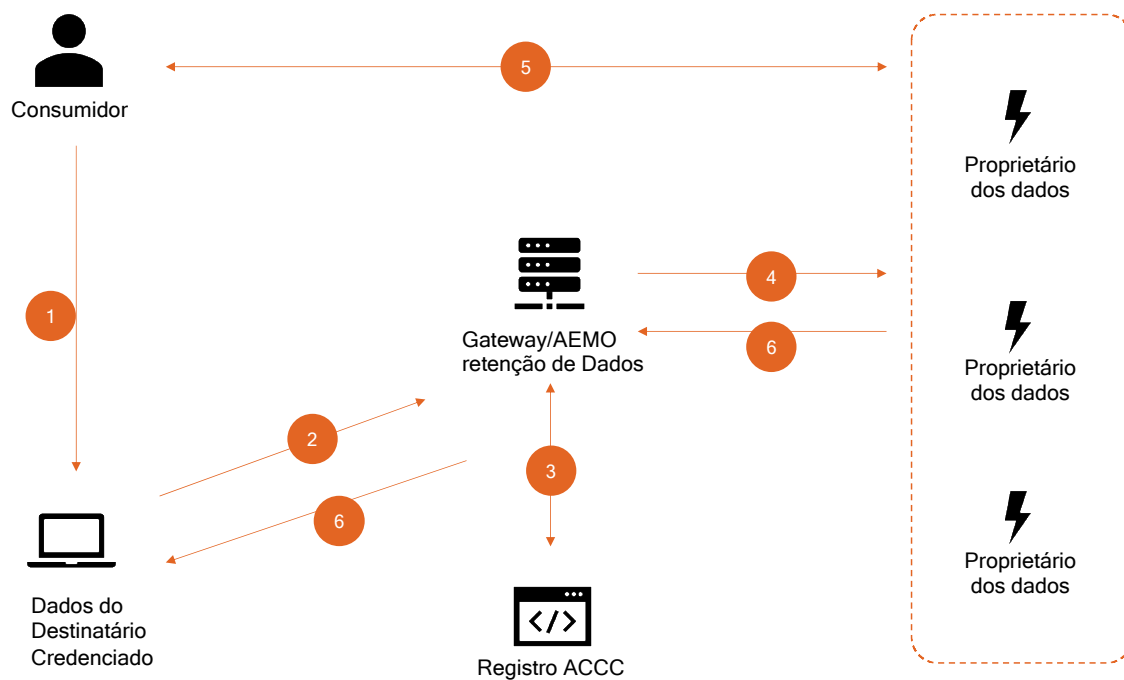


Figura 32 - Topologia do modelo de gateway.

Fonte: Adaptado de CREG, 2020.

Da Figura 32 é possível verificar as seguintes características principais do modelo *gateway*:

- O consumidor aceita que um Destinatário Acreditado tenha acesso a seus dados;
- O Destinatário Acreditado conecta-se com o Portal, buscando acessar os dados do consumidor;
- O Portal realiza a autenticação do Destinatário Autenticado usando dados previamente fornecidos do registro ACCC;

- O Portal identifica quais são os titulares dos dados que contém os dados do consumidor, informando a este os detalhes da transação;
- O processo de autenticação e autorização é realizado de acordo com os requisitos das normas e regulamentações do mercado de energia.

No nível de varejo, houve uma transição entre o modelo monopolista e o de competição de mercado, relativos aos serviços de medição, semelhante ao aconteceu na experiência britânica. Até 2011, a vasta maioria dos consumidores residenciais possuía medidores de energia analógicos, com média de utilização em torno de 30 anos. A partir desse ano, foi implantado o Power of Choice, um dos programas de revitalização do sistema elétrico australiano, com o objetivo de aumentar o poder de escolha do consumidor residencial.

Nesse programa, foi atribuída à distribuidora a substituição dos medidores analógicos eletromecânicos pelo modelo mais básico de medidor eletrônico, que permitisse o início da competição de prestação de serviço de informação ao consumidor. A partir desse momento, foi criado o “coordenador da medição”, sendo que os agentes do mercado de medição australiano ficaram com as seguintes atribuições, de acordo com Thymos Energia (2021) e AEMC (2018) (Figura 33).

#### PAPÉIS DE MEDIÇÃO E RESPONSABILIDADES

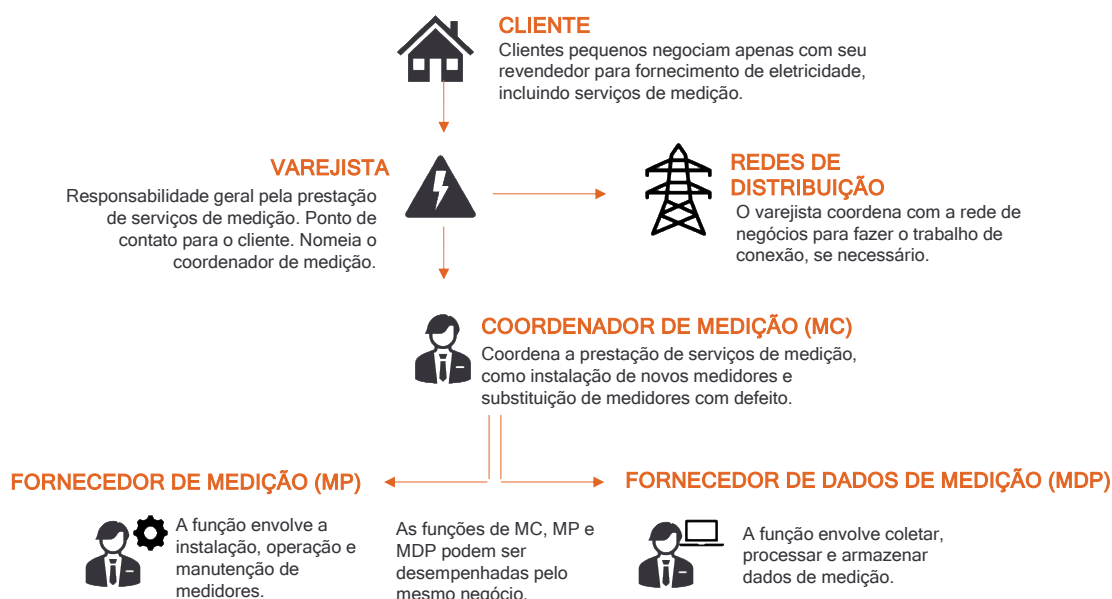


Figura 33 - Atividades do serviço de medição.

Fonte: Adaptado de AEMC, 2018.

**Comercializador Varejista (*retailer*):** esses agentes ficaram com a responsabilidade de intermediar e contratar os serviços de medição para os consumidores varejistas. Os comercializadores varejistas devem contratar um coordenador da medição para cada consumidor varejista e obter uma identificação (National Metering Identifier – NMI) para cada medidor. No geral, esses agentes fornecem instruções para o coordenador da medição para qualquer serviço relacionado à medição requerido pelos seus consumidores.

**Coordenador da Medição, provedor da medição e provedor dos dados de medição (*metering coordinator, metering provider, metering data provider*):** O coordenador da medição possui a responsabilidade sobre todas as situações relacionadas às instalações da medição para a qual foi contratado pelo *retailer*. O coordenador da medição contrata um provedor de medição para cada ponto de medição, o qual é responsável por fornecer, instalar e manter a instalação de medição. Adicionalmente, o coordenador da medição também é responsável para contratar o provedor de dados de medição, o qual possui como atribuição a coleta e o processamento dos dados da medição.

Qualquer empresa pode fornecer um ou mais serviços de medição, desde que devidamente registrada e credenciada pela AEMO. Na prática, os coordenadores da medição também são registrados e acreditados como provedores da medição e provedores de dados da medição.

**Distribuidora (*Distribution Network Service Provider – DNSP*):** As distribuidoras não são mais as responsáveis pela substituição ou fornecimento de medidores para os consumidores varejistas. Contudo, até que o medidor seja trocado e o *retailer* do consumidor indique um novo coordenador da medição, a distribuidora permanece como o coordenador da medição deste consumidor.

Além disso, a distribuidora também é responsável pelo processo de conexão à rede para seus clientes. Contudo, como a instalação do medidor é parte deste processo, essa atividade não é mais de responsabilidade da distribuidora. Algumas jurisdições (Estados) impõem condições às distribuidoras para incluir um tempo de atendimento para serviços de conexão para os consumidores varejistas, por exemplo:

- Em Victoria, a distribuidora deve empregar seus melhores esforços para conectar o novo supridor na data previamente acordada com o consumidor, de outra forma deve conectar o supridor em 10 dias úteis contados do requerimento para esta conexão;



- Na Austrália Meridional (South Australia), a distribuidora deve empregar seus melhores esforços para conectar o novo supridor em uma data previamente acordada com o consumidor, de outra forma deve conectar o supridor em 6 dias úteis;
- Em Queensland, a distribuidora deve completar os serviços de conexão em um intervalo de 5 a 30 dias úteis, baseado no tipo de trabalho a ser realizado na conexão. Os tipos de trabalho contidos neste intervalo de tempo contemplam novas conexões, reconexões, desconexões e alterações.

### **3.4. Segurança de Dados e a Agregação de Medição**

Segundo Lee & Hess (2021), políticas de privacidade e proteção de dados são guiadas por princípios básicos que foram inicialmente pensados entre as décadas de 1960 e 1970, e dadas pelo ato conhecido como The Fair Information Practiple Principles (FIPPs), originados quando a capacidade de processamento de informação dos computadores começou a crescer, e, ao mesmo tempo, o público em geral começou a ter preocupações relacionadas ao risco de privacidade implícito a esse movimento. Esses princípios nortearam a criação de legislações relativas à privacidade desenvolvidas nos anos subsequentes. Atualmente, uma das regulamentações mais significativas sobre privacidade é a General Data Protection Regulation (GDPR), a qual definiu vários fundamentos de direito de privacidade digital, semelhantes aos FIPPs para os Estados-membros europeus.

Ainda de acordo com os autores, por mais que as FIPPs e a GDPR compartilhem os mesmos princípios, ambas possuem papel político diferente. As FIPPs formam um arcabouço que os governos, especialmente na América do Norte, têm usado como base para desenvolver diretrizes e políticas. No entanto, nos Estados Unidos, a conversão das FIPPs para abarcar os aspectos da privacidade digital está limitado ao nível federal. Ao contrário das FIPPs, a GDPR caracteriza uma regulação que busca harmonizar as legislações de privacidade para os Estados-membros da União Europeia. Vale destacar que os autores também trazem em seu trabalho que, como a GDPR é uma política de privacidade geral, não está claro em que extensão a mesma poderia ser (e como seria) aplicável a sistemas de IMA.

Também é importante destacar que, adicionalmente ao contraste das diretrizes de privacidade e proteção de dados adotadas por Estados Unidos e Europa, outra importante distinção é a complexa interação entre a estrutura industrial e uma governança multicamadas. Os agentes da indústria elétrica (como concessionárias ou empresas locais de energia) normalmente possuem sua própria política de privacidade e segurança, e essas políticas podem ser, por sua vez, reguladas (ao menos parcialmente) por entidades diversas do governo federal.

Para corroborar esta afirmação, Lee & Hess (2021) citam o exemplo do Estados Unidos, no qual a maior parte da regulação das concessionárias ocorre no nível das comissões públicas de regulação, as quais são estaduais, sendo que, no entanto, companhias estaduais normalmente estão isentas de decisões das comissões públicas. Por conseguinte, as diretrizes de privacidade e segurança são construídas em um ambiente institucional multifacetado, fato que pode resultar em uma atualização/emissão de várias regulamentações, procedimentos e normativos.

Adicionalmente, na União Europeia, a mais recente regulação europeia (a saber a Diretriz EU 2019/44), procura fomentar o uso de TICs (via agregadores e medidores inteligentes) para, entre outros assuntos, viabilizar a integração de fontes renováveis e REDs. Por consequência, requer a leitura e processamento de dados de consumidores, o que é informação sensível, dado que, por meio destes dados de medição de energia, pode-se inferir várias informações (exemplo: padrões de consumo de eletrodomésticos, horários de chegada e saída dos consumidores, utilização de equipamentos hospitalares em casa, entre outros aspectos). Nesse sentido a GDPR e a Diretriz EU 2019/44 coexistem.

De acordo com LAVRIJSSEN et al (2022), devido aos instrumentos regulatórios citados acima serem relativamente novos (aplicáveis a partir de 2019 e 2018, respectivamente), estudos e análises que contemplem a interseção entre ambos ainda é escassa. No entanto, os autores em seu trabalho procuram explorar que tipos de pontos sensíveis podem surgir da coexistência dessas duas regulamentações e se estas preveem algum mecanismo para prevenir tais possíveis pontos, além de outras análises relativas à obrigação e responsabilidades relativas ao gerenciamento da informação dos usuários. Relativamente a esse aspecto, os Estados-membros da União Europeia possuem o dever de implementar a Diretriz EU 2019/44 a nível nacional, e, portanto, estabelecer a regulação e legislação pertinentes. Como parte da organização do mercado de energia europeu, a Diretriz também fornece obrigações específicas relativas ao gerenciamento de informação do setor, o qual envolve o tratamento de dados pessoais.

A referida Diretriz, contudo, não traz comando específico sobre quais modelos de gerenciamento de dados devem ser aplicados no setor elétrico, mas fornece requisitos básicos que devem ser observados pelos Estados-membros quando do desenho de seus modelos de gerenciamento de dados. A Diretriz requer que os Estados participantes do bloco implementem regras e procedimentos para o gerenciamento e troca de informações, especialmente o acesso aos dados de usuários, os quais incluem dados de medição de energia, bem como os dados requisitados dos consumidores para que possam realizar a troca de comercializador varejista, participar de programas de RD e outros serviços.

De acordo com APRÁEZ (2023), a Diretriz também requer que os Estados-membros organizem o gerenciamento dos dados para garantir, de forma segura e eficiente, o acesso e a troca de informações dos consumidores, bem como a segurança e a proteção desses dados.

No que tange ao aspecto de proteção, a Diretriz estipula que quando dados pessoais são processados (incluindo a concessão ou acesso a esses dados), isso deve ser feito de acordo com a GDPR. Portanto, o acesso aos dados dos consumidores europeus no setor elétrico terá como guia legal duas regulamentações: i) a Diretriz EU 2019/44 e as implementações realizadas por cada Estado-membro e ii) as diretrizes de acesso e proteção de dados trazidas pela GDPR.

Em sua pesquisa, APRAÉZ (2022) procura trazer reflexões da aplicação dessas duas diretrizes analisando um caso concreto do mercado alemão, o qual é constituído de uma decisão judicial que culminou com o não compartilhamento dos dados de consumidores pelos DSOs para os comercializadores varejistas para ofertas de produtos personalizados.

Em suma, apesar da aplicação dos sistemas IMA já estar sendo realizada há algum tempo, principalmente nos Estados Unidos e União Europeia, é evidente que não há ainda um acoplamento integral entre a regulação de privacidade e segurança de dados com a evolução tecnológica desses sistemas (o que não acontece apenas nesse aspecto, mas também no de desenho setorial, por exemplo). Tanto as FIPPs quanto a GDPR, bem como as regulamentações dos Estados Unidos, fornecem bases gerais para a segurança e privacidade de dados na era digital. Contudo, ainda há a necessidade de expandir os aprimoramentos dessas regulações no sentido de como os princípios gerais de privacidade podem ser articulados para o enfrentamento de problemas mais específicos no contexto da aplicação da IMA no setor elétrico. Nesse sentido, o trabalho de Lee & Hess (2021) identifica quatro aspectos importantes relativos a assegurar os direitos de privacidade e segurança e conciliar a utilização de IMA: i) implementação de políticas de opções de saída (opt-out) para o consumidor; ii) opção de adesão (opt-in) ao consumidor para o gerenciamento de demanda e programas associados ao compartilhamento de informações; iii) armazenamento independente de dados e criação de regras para o compartilhamento de informações e iv) criação de agência de monitoramento com poder de *enforcement*.

### **3.5. Considerações Finais**

A medição é um elemento importante no mercado de energia, dado que é por meio dela que são coletados os recursos financeiros repassados a toda a cadeia de valor da indústria (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

A literatura internacional indica que a atividade de medição pode ser dividida em três serviços: i) a provisão da medição (ou seja, o suprimento do aparelho medidor em si); ii) a operação da medição, a qual consiste na instalação, operação e manutenção do aparelho de medição e iii) a leitura e processamento dos dados de medição.

A experiência internacional da abertura de mercado, no que tange a esse aspecto, mostra que, tradicionalmente, após a abertura, esses serviços ficaram com a distribuidora local, sendo que algumas regiões (como a Grã-Bretanha e a Alemanha), adotaram uma abordagem de competição de mercado para esses serviços, permitindo que *players* setoriais diversos à distribuidora fornecessem esses serviços.

Adicionalmente, em algum momento, os mercados que fizeram o movimento liberalizante de mercado adotaram a atividade de agregação de medição, dada a pulverização do mercado varejista e a necessidade de coleta, tratamento e processamento dos dados de medição de seus consumidores.

Essa atividade pode ser realizada de forma centralizada ou descentralizada, a depender de características intrínsecas do desenho de mercado de uma determinada localidade, como funções, responsabilidades, governança, independência, riscos e proteção dos dados.

Nesse sentido, em mercados que buscam realizar a abertura em algum nível para seus clientes, torna-se imprescindível discutir e endereçar a agregação de dados de medição como habilitadora da operacionalização deste movimento.

## **Capítulo 4 - Proposta para a Agregação de Medição no Brasil**

### **4.1. Introdução**

Atualmente, para que um consumidor possa fazer parte do mercado livre de energia elétrica no Brasil, é necessário que este possua sua UC modelada individualmente na CCEE. Com a completa abertura de mercado, o volume de unidades consumidoras aumentará consideravelmente. Não é esperado que todas as unidades consumidoras migrem para o mercado livre, contudo, ainda assim, o potencial de UCs sofrerá considerável incremento.

A abertura de mercado para o Grupo A, iniciada em 2024, por si, já é um movimento que impõe uma necessidade imediata de aprimoramentos regulatórios. Nesse sentido, é necessária a agregação de medição, assim como é adotada em outros mercados de energia que também passaram pelo processo de total liberalização.

Com esse pano de fundo em mente, este Capítulo possui como objetivo apresentar as discussões atuais sobre a temática de agregação de medição, bem como uma proposta de rota regulatória, e um desenho de mercado para que a agregação de medição possa ser implementada no mercado de energia elétrica do Brasil, e, dessa forma, possibilitar a operacionalização da completa abertura de mercado, fornecendo ao consumidor final o empoderamento necessário e fundamental para liberdade de escolha de seu fornecedor de energia.

### **4.2. Atuais Discussões sobre Agregação de Medição**

De acordo com dados da CCEE (2023), há no Brasil 89,6 milhões de UCs, as quais representam cerca de 67,2 GW-médios de energia consumida. Desse montante, são unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B) 89,4 milhões (consumo de 35 GW-médios), enquanto as unidades conectadas em alta tensão (Grupo A) chegam a 202 mil (consumo de 32 GW-médios), sendo que uma parte dessas unidades já está no mercado livre. Nesse sentido, o Operador estimou que o movimento de abertura de mercado previsto para 2024 potencialmente poderia adicionar cerca de 72 mil novas UCs para o mercado livre. Incluindo as unidades que possuem GD, este número poderia chegar a 165 mil UCs, o que representa um aumento significativo das unidades atualmente modeladas (cerca de 32 mil UCs).

A Figura 34 apresenta os dados de divisão de consumidores entre os Grupos A e B, enquanto a Figura 35 apresenta a estratificação das unidades do Grupo A por mercado (regulado/livre) e a Figura 36 apresenta o potencial de migração estimado pelo Operador de Mercado.

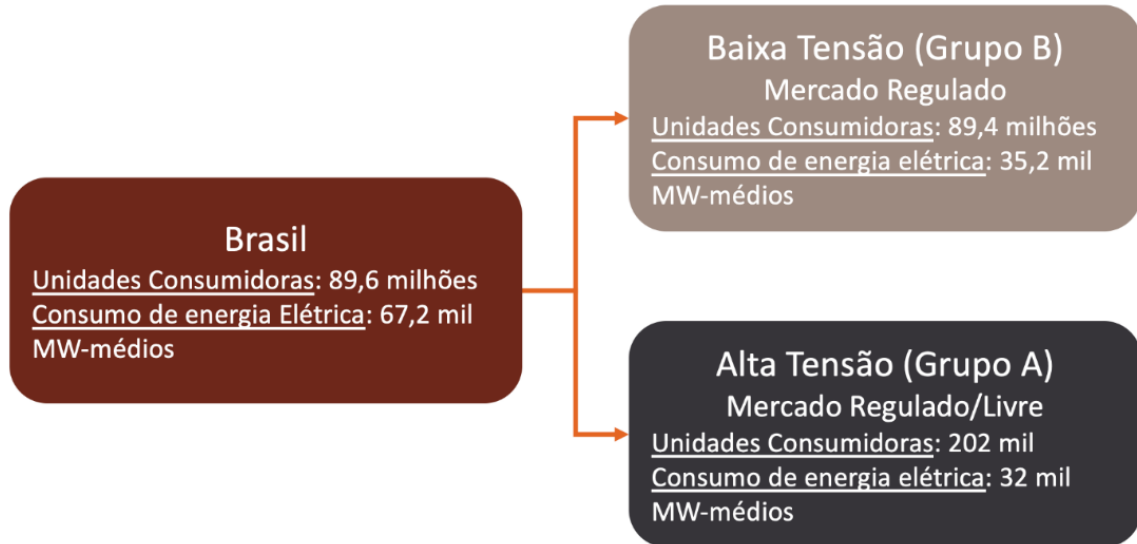


Figura 34 - Consumidores Brasil - Grupos A e B.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

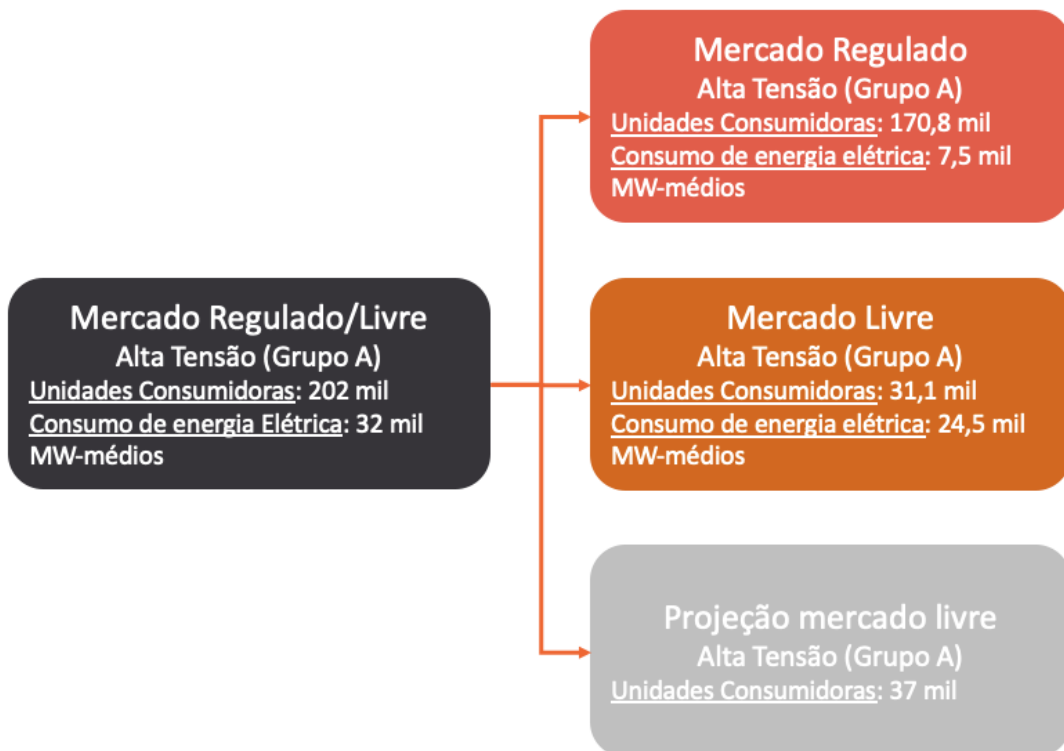


Figura 35 - Estratificação consumidores Grupo A.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

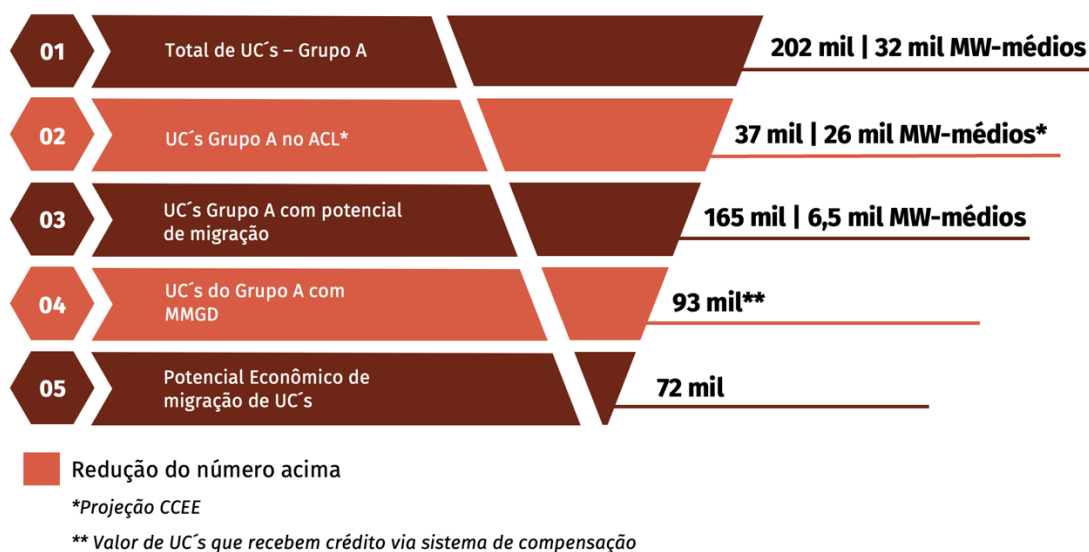


Figura 36 - Potencial de migração de novas UCs para o mercado livre.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2023.

No âmbito das discussões sobre a implementação da agregação de medição no Brasil, o Regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), elaborou a Nota Técnica (NT) 76/2023-SGM/ANEEL, a qual visa tratar os aspectos da comercialização varejista, e, adicionalmente, aborda a questão da medição de dados. Importante ressaltar que esta NT foi incorporada à documentação da Consulta Pública (CP) 028/2023.

Dados de outubro de 2023 da ANEEL indicaram que havia, para 2024, um número de 437 UCs com demanda superior a 500 kW que pretendiam migrar para o mercado livre, representando um montante de consumo de cerca de 216,7 MW-médios de energia.

Para os consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW (ou seja, os quais são alcançados pela abertura de mercado para o Grupo A em 2024), esses números alcançam a cifra de 8.310 UCs, com uma demanda média de 150 kW e um consumo de cerca de 412,9 MW-médios. Ou seja, somando os dois grupos de consumidores, há cerca de 8.700 UCs que já denunciaram seu contrato com a sua distribuidora local, dessa forma sinalizando a migração ao mercado livre.

Desse número, cerca de mais de 30% desses consumidores (aproximadamente 2.800 UCs), previam fazer essa migração em janeiro/2024<sup>8</sup>, o que representa um aumento em torno de 8% em termos de UCs modeladas atualmente no Operador de Mercado.

<sup>8</sup> De acordo com dados da CCEE, no primeiro trimestre de 2024, cerca de 3.800 unidades consumidoras realizaram a migração para o ACL (comparativamente ao cenário mapeado pela ANEEL em outubro/23, de aproximadamente 4.900 unidades consumidoras). Disponível em <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/volume-de-migracoes-para-o-mercado-livre-de-energia-bate-novo-recorde-no-primeiro-trimestre-de-2024>, acesso em 17/05/2024.

Esses dados são apresentados nas Figura 37, Figura 38 e Figura 39.

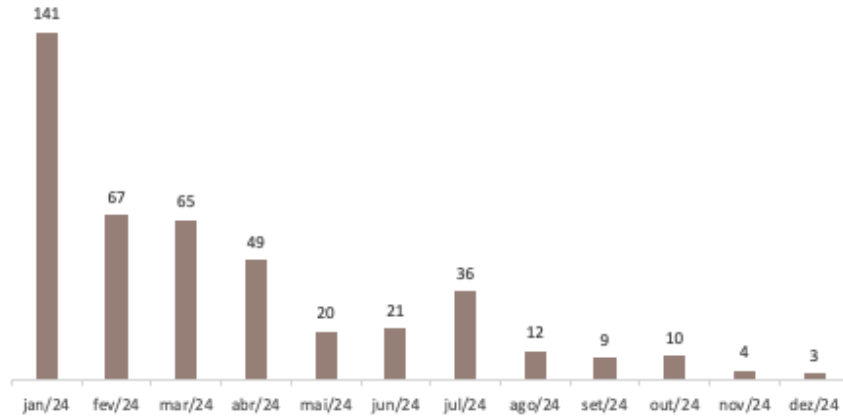


Figura 37 - Migração de consumidores (demanda contratada superior a 500 kW - 2024).

Fonte: Adaptado de adaptado de ANEEL, 2023b.

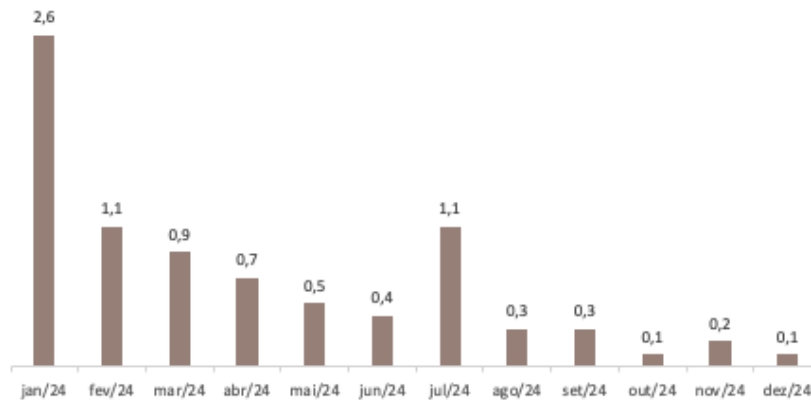


Figura 38 - Migração de consumidores (demanda contratada inferior a 500 kW - 2024).

Fonte: Adaptado de adaptado de ANEEL, 2023b.

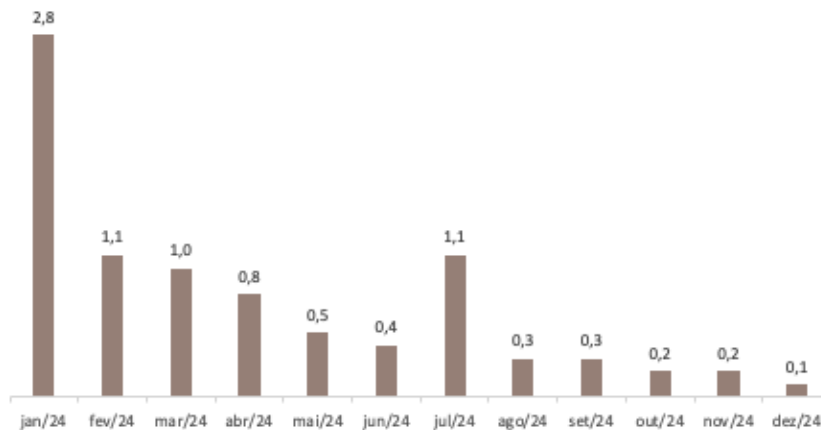


Figura 39 - Total de migrações de consumidores – 2024.

Fonte: Adaptado de adaptado de ANEEL, 2023b.



### 4.3. Proposição de Rota Regulatória

A topologia do setor elétrico atual passará por uma profunda transformação no futuro, principalmente devido à inserção de novas tecnologias e RED. Adicionalmente a esse processo, o movimento de abertura à competição dos mercados de energia incorporará conceitos de varejo, adicionando um número exponencial de clientes que poderão escolher seu fornecedor de energia.

Nesse sentido, a digitalização será cada vez mais necessária, tornando-se um importante vetor em toda a cadeia de valor da indústria de energia elétrica (Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização). A topologia do setor, portanto, passará a ter uma abordagem inteligente e interconectada, o que a literatura denomina de redes inteligentes (Figura 40).

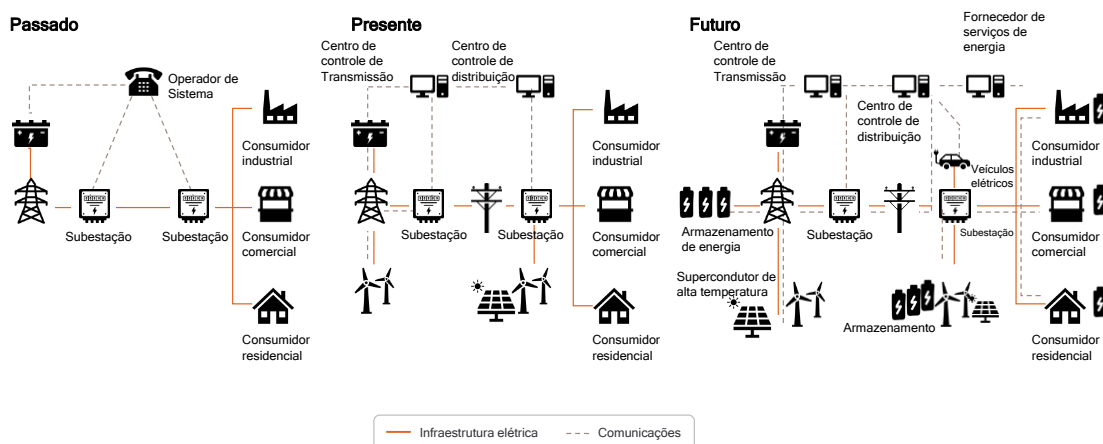


Figura 40 - Evolução da topologia da rede elétrica.

Fonte: Adaptado de adaptado de IEA, 2011.

As redes inteligentes serão fundamentais para o atingimento da segurança energética, desenvolvimento econômico, mitigação das mudanças climáticas e integração das tecnologias renováveis, as quais têm liderado a expansão da matriz elétrica dos países, no bojo das temáticas Ambientais, Sociais e de Governança (Environmental, Social and Governance – ESG). Nesse sentido, as redes inteligentes possuem características únicas, listadas a seguir, que podem auxiliar nos pontos outrora comentados, além de possibilitarem a otimização da operação do sistema:

- **Habilita a participação de consumidores:** Consumidores podem auxiliar no balanceamento entre oferta e demanda, além de suporte no atributo confiabilidade, ao modificarem a forma como compram e utilizam a energia. Essas modificações são resultado do poder de escolha de consumidor, o qual passa a possuir diferentes

motivações que alteram seus padrões de compra e de comportamento. Essas escolhas envolvem, por exemplo, novas tecnologias, novas informações sobre o uso da energia elétrica adquirida, assim como novas formas de precificação e incentivo de uso de produtos relacionados à energia elétrica.

- **Suporta todas as tecnologias de geração e armazenamento:** Com uma rede inteligente é possível conectar todos os tipos de geração, não apenas grandes ativos, como também as que possuem integração das soluções de RED. A integração desses recursos – incluindo renováveis, RED e sistemas de armazenamento – aumentará de forma exponencial através de toda a cadeia de valor, de fornecedores aos consumidores.
- **Habilita a possibilidade de desenvolvimento de novos produtos, serviços e mercados:** mercados de energia corretamente desenhados e implementados criam, de forma eficiente, oportunidades para os consumidores escolherem entre opções competitivas. Os agentes de regulação, proprietários/investidores/operadores de ativos e consumidores necessitam de flexibilidade para o desenvolvimento, oferta e adoção de novos produtos e serviços, para acomodar as condições de mercado.
- **Fornece a qualidade de energia para as diferentes necessidades:** as necessidades dos consumidores (ex: industriais, comerciais e residenciais) são únicas a cada grupo de fornecedor. Uma rede inteligente pode fornecer um cardápio de opções de suprimento de energia elétrica para os diferentes consumidores. O custo da qualidade de fornecimento de energia pode ser incorporado no contrato de serviço de eletricidade. Métodos avançados de controle monitoram as componentes e variáveis essenciais, habilitando um diagnóstico rápido e preciso, bem como a proposição de soluções para eventos que tenham impacto na qualidade do suprimento elétrico.
- **Otimização da utilização de ativos e incremento da eficiência operacional:** Uma rede inteligente utiliza as tecnologias mais recentes para otimização do uso de seus ativos. Por exemplo: otimizar a capacidade pode ser realizada por preços dinâmicos, os quais habilitam os ativos a serem utilizados no momento de grande necessidade do sistema. A eficiência de manutenção pode ser otimizada com algoritmos que detectem condições pré-estabelecidas, utilizando, por exemplo, inteligência artificial, para uma atuação preventiva/preditiva.

- **Fornece resiliência a distúrbios, ataques e desastres naturais:** Resiliência refere-se à habilidade que o sistema possui para reagir a eventos inesperados ou imprevisíveis, por meio do isolamento de elementos que apresentem problemas, enquanto os demais elementos são restaurados à sua operação normal. Essas ações autorregenerativas resultam em tempos de interrupção menores para os consumidores e auxiliam os provedores no gerenciamento mais otimizado da infraestrutura.

Referente às tecnologias de rede inteligente, existe uma gama que perpassa toda a cadeia de valor da indústria de energia elétrica, como apresentado na Figura 41.

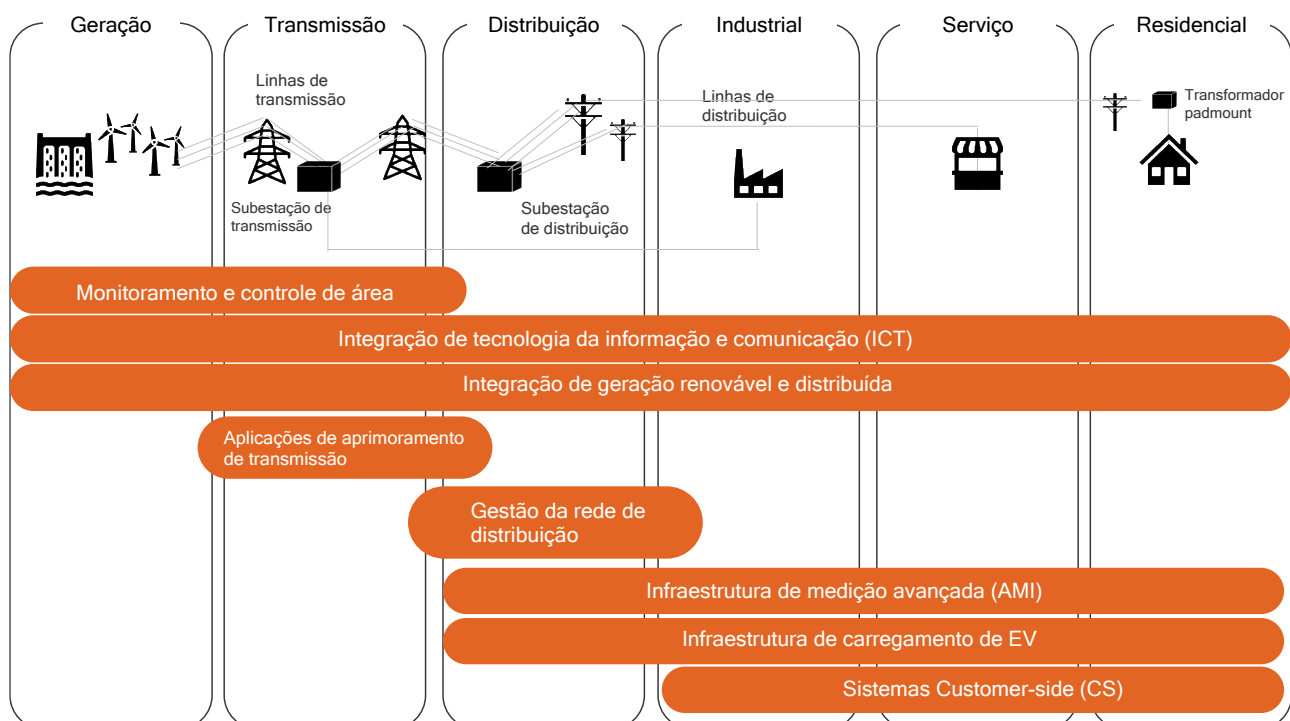


Figura 41 - Áreas de tecnologia de redes inteligentes.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

De acordo com DAVID (2018), em 2010 o MME criou um grupo de trabalho para analisar e identificar ações para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – “Smart Grid” (Portaria MME nº 440, de 15.04.2010), com a incumbência de abordar, principalmente, os seguintes aspectos: (a) o estado da arte de programas smart grid no Brasil e em outros países; (b) proposta de adequação das regulamentações e normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica; (c) identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no país; e (d) regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, incluindo a geração distribuída.

Como conclusão das avaliações, o grupo de trabalho confirmou que existem inúmeros desafios a serem vencidos no Brasil, como o aprimoramento da rede, questões ambientais, segurança energética, garantia de suprimento, qualidade do produto e do serviço, fontes intermitentes de geração, entre outros. Também se concluiu que o conceito de smart grid é uma relevante ferramenta no enfrentamento desses desafios, como ocorreu em outras regiões do mundo, em que vários países estão estudando ou estão implantando essa tecnologia, como nos EUA.

Ainda de acordo com DAVID (2018), após diversas análises, o grupo de estudos concluiu ainda que os benefícios alcançados com a adoção e integração das diferentes tecnologias disponíveis e a implantação das redes inteligentes justificam a adoção de um Plano Brasileiro de Redes Inteligentes. Essa iniciativa se justifica quando se pensa nos números envolvidos, pois a simples troca dos medidores eletromecânicos, no Brasil, poderá envolver milhões de unidades. Adicionalmente à questão operacional, esta necessidade se torna um desafio para as distribuidoras e para as indústrias, além de exigir uma solução quanto ao financiamento para a implantação dos medidores.

A seguir consta sumário dos aspectos indicados pelo grupo de trabalho e que precisam ser desdobrados:

- a) **Fontes de financiamento para redes inteligentes:** possível utilização de recursos de fundos setoriais existentes, programas de isenção de impostos, fontes de financiamento como BNDES e outros bancos, acordos internacionais, entre outros.
- b) **Sistemas de comunicações:** a escolha da tecnologia poderá ser diferente em cada região. Deve ser verificada a utilização de redes públicas ou proprietárias, a alocação de espectro de frequência, capacidade de processamento de dados dos centros de controle e adequação de softwares para melhorar a tomada de decisões.
- c) **Segurança da rede:** o tráfego de dados de consumo de toda a população deve ser protegido e assegurado pelas distribuidoras. Há que haver preocupação com a atuação de hackers, pois o controle e a operação das redes serão mais automatizados e remotos.
- d) **Mercado de energia elétrica:** haverá intensificação da entrada de novos acessantes, principalmente pequenos geradores. A venda de excedentes de energia gerados pelos consumidores pode ocorrer via comercializador varejista ou outra figura criada.

Por fim, segundo DAVID (2018), foi entendido que a implantação de um plano nacional de redes inteligentes requer o aprofundamento de estudos e interação com diversos órgãos, além de se avançar no mapeamento da legislação e mudanças para permitir o avanço do *smart grid* e de uma nova cadeia de negócios.

No âmbito da ANEEL, ainda segundo DAVID (2018), em 2010 foi lançada a chamada de um projeto para redes inteligentes: “Chamada nº 011/2010 – Projeto Estratégico – Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”.

Os desafios elencados pela ANEEL para a implantação de redes inteligentes no Brasil foram:

- i. integração da GD e Fontes Renováveis de Energia (FRE) às redes de distribuição;
- ii. desenvolvimento e padronização de tecnologias associadas a RI, como na conexão de GD e FRE e nas formas de comunicação através da rede;
- iii. utilização de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), com inteligência centralizada ou distribuída, para sustentabilidade e eficiência energética das redes de distribuição;
- iv. tecnologias de mercado, como plataformas de software adequadas;
- v. tecnologias de resposta da demanda para resposta a sinais de preço, frequência ou tensão; análise socioeconômica e tarifária; testes de laboratório e certificação para novas tecnologias;
- vi. projetos demonstrativos e operações integradas de eletricidade e mercado;
- vii. capacitação, treinamento e qualificação profissional;
- viii. fontes de recursos;
- ix. infraestrutura de telecomunicação; e
- x. conscientização da sociedade.

De acordo com DAVID (2018), o P&D foi executado pela Cemig Distribuição e foi apoiado por 36 concessionárias de distribuição e de geração de energia elétrica. O projeto se destacou por ter cumprido todo o escopo inicial e o cronograma no prazo de 12 meses.

O Brasil já possui uma matriz elétrica predominantemente renovável e, assim, a motivação para a adoção de redes inteligentes passa, também, pelos aspectos de medição e faturamento, além do movimento da abertura de mercado.

Nesse sentido, é importante traçar uma rota regulatória para a adoção da atividade de agregação de medição, compreendendo desde aspectos regulatórios até os próprios aspectos de implementação de medição inteligente (caso aplicável)<sup>9</sup>, conforme apresentado na Figura 42 e comentado na sequência.



Figura 42 - Rota regulatória proposta para implantação e operacionalização da atividade de agregação de medição no Brasil.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

#### 4.3.1. Diretriz Setorial

A agregação de medição inevitavelmente perpassa pela temática da implantação de IMA. Nesse sentido, usualmente há um direcionamento do Regulador sobre os seguintes aspectos:

- i. implantação da IMA;
- ii. se essa atividade poderá ser competitiva ou prestada por um agente sob concessão;
- iii. quais os parâmetros que serão utilizados para a implementação de instalação de medidores inteligentes (exemplo, análise de custo-benefício);
- iv. qual o percentual de unidades consumidoras que serão atendidas e v) horizonte para a total implementação.

#### 4.3.2. Regulamentação

Na dimensão da Regulamentação, será necessário dar publicidade à discussão, coletar as informações dos diversos agentes setoriais e estabelecer uma regulamentação sobre a atividade de agregação de medição.

<sup>9</sup> A medição inteligente auxilia em vários aspectos, tanto em operacionais (exemplo, corte e ligação de fornecimento de energia para uma determinada UC), quanto em aspectos de faturamento (exemplo, a aquisição dos dados de consumo de forma remota). Contudo, pode haver consumidores que optem por não ter o medidor inteligente, como a experiência internacional aponta.

Neste sentido, destaca-se o trabalho de TOMAZINI (2021), que analisou o papel das audiências e consultas públicas na formatação da regulação na indústria de energia elétrica do Brasil. Referente a este assunto, o autor comenta que as audiências públicas surgiram na década da 1980, no âmbito do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), ganhando evidência na segunda metade da década de 1990, com o início do processo de desestatização iniciado no país. Ademais, com este processo em marcha, o papel das agências reguladoras ganhou evidência, o que contribuiu para a adoção das consultas e audiências públicas como forma de envolver a sociedade na elaboração do arcabouço jurídico do país.

O rito de participação da sociedade na contribuição e elaboração do regramento legal do país, portanto, é resultado de constantes aprimoramentos legislativos, dados pela Lei 13.848/2019, que atualizou os conceitos de audiência e consulta pública, incluiu a Tomada de Subsídios, a qual é realizada no momento inicial de estudo e prospecção, por parte do Regulador, para aprofundamento de estudo já realizado e trouxe a exigência que o Regulador elabore uma Análise de Impacto regulatório (AIR). O rito atual dos processos de oitiva pública das Agências Reguladoras no Brasil é apresentado na Figura 43.



Figura 43 - Rito regulatório das Agências Reguladoras brasileiras.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

#### 4.3.2.1. *Tomada de Subsídio*

Momento inicial de estudo e prospecção por parte das Superintendências da ANEEL, ou de aprofundamento de estudo já realizado, no qual se dará a coleta de dados e informações sobre tema de interesse da Agência. Além do envio de documentos por parte dos interessados (intercâmbio de documentos), pode contar com a realização de reuniões técnicas (presenciais ou via internet).

#### 4.3.2.2. *Consulta Pública*

Representa um estágio mais avançado de discussão, no qual a Diretoria da Agência submete minuta de norma, de contrato de concessão, ou de Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) à apreciação da sociedade.

É realizada, exclusivamente, por intercâmbio de documentos. A abertura e o resultado da consulta pública são deliberados em Reunião Pública de Diretoria.

Vale citar que, durante a realização desta Pesquisa, a ANEEL realizou a CP 028/2023, a qual possui como objetivo obter subsídios para o aprimoramento da comercialização varejista e da agregação de dados de medição.

#### 4.3.2.3. *Audiência Pública*

Representa a ocasião por meio da qual a Diretoria forma juízo ou toma decisão sobre matéria relevante, podendo ser entendido, também, como um estágio mais avançado de discussão. Neste caso, a Diretoria convida a sociedade a apresentar suas contribuições, exclusivamente, por meio de manifestação oral em sessão pública. Podem ocorrer uma ou mais reuniões, presenciais ou via online.

Relativamente ao rito aqui apresentado, é interessante destacar a análise realizada por TOMAZINI (2021) sobre a participação da sociedade e de agentes de mercado nos processos de audiência e consulta pública. Nesse sentido, o pesquisador conclui que a participação nesses ritos majoritariamente é restrita a grupos diretamente impactados pela sugestão de mudança e/ou que defendem interesses próprios, como é o caso das associações.

Sua pesquisa também apontou que, no período de análise (2010-2019), as distribuidoras tiveram participação relevante nesses processos, seguido de associações setoriais e geradores, dada a gama de assuntos discutidos neste período (tarifa de energia, abertura de mercado, entre outros).

O autor conclui ainda que a participação entre dois e três por cento mostra a baixa adesão de pessoas físicas na participação direta do aprimoramento da regulação.

#### 4.3.3. **Comitê de Estudos, Normatização e Padronização**

A experiência internacional relativa aos processos de medição e abertura de mercado mostra que estes aspectos, principalmente o que tange à medição, passa por padronização dos medidores, abarcando várias temáticas técnicas, como protocolos de comunicação, informações que são enviadas, janela de coleta de informações, entre outros aspectos.

Na Europa, por exemplo, foi criado o *Smart Grid Coordination Group*, o qual emite as diretrizes de padronização sobre os aspectos da medição para os estados-membros.



Como este assunto está intimamente relacionado com a adoção de redes inteligentes, e dado que esta temática é de alta complexidade, uma abordagem estruturada e coordenada foi adotada para definir as diretrizes de medição, levando em consideração o aspecto de interoperabilidade. Para isso foi utilizada a metodologia chamada de *Smart Grid Architecture Model* (SGAM), a qual utiliza uma abordagem multidimensional para conseguir captar e considerar os diversos aspectos de uma rede inteligente.

As dimensões utilizadas no modelo SGAM representam a interoperabilidade, domínios do sistema elétrico e a hierarquização de diferentes zonas operacionais. A interoperabilidade é uma das condições prerrogativas mais importantes para a estruturação e adoção de uma bem-sucedida topologia de rede elétrica, sendo alcançada por meio da padronização. As categorias de interoperabilidade definem os requisitos de interoperabilidade nos vários níveis do sistema elétrico. Na metodologia SGAM, as categorias são agrupadas em cinco camadas (*layers*) de interoperabilidade (Figura 44):

- **Negócio:** essa camada representa aspectos comerciais e de operação, como modelos de negócio, portfólios de produtos e serviços e estruturas de mercado, considerando requisitos e aspectos políticos, regulatórios e econômicos.
- **Função:** essa camada representa os serviços e funções, independentemente de sua implementação específica. Os casos de aplicação (*use cases*), agentes setoriais que serão envolvidos em uma determinada função, e requisitos são definidos nessa camada.
- **Informação:** representa a troca de informações entre os agentes setoriais e os diferentes componentes inteligentes. Fornece interoperabilidade no nível de modelos de dados (*data models*) e os diferentes componentes.
- **Comunicação:** define protocolos e mecanismos de comunicação para garantir a interoperabilidade da troca de informações entre os componentes inteligentes.
- **Componente:** apresenta a distribuição física dos componentes de um determinado sistema. Essa camada cobre agentes, sensores, componentes do sistema elétrico, a infraestrutura de comunicação e os componentes de monitoramento e controle.

Como exemplo de estruturação de comitê de estudos e padronização, a Figura 45 apresenta a estrutura dos comitês implantados no caso alemão, para a padronização relativa à rede inteligente e sistemas de medição.

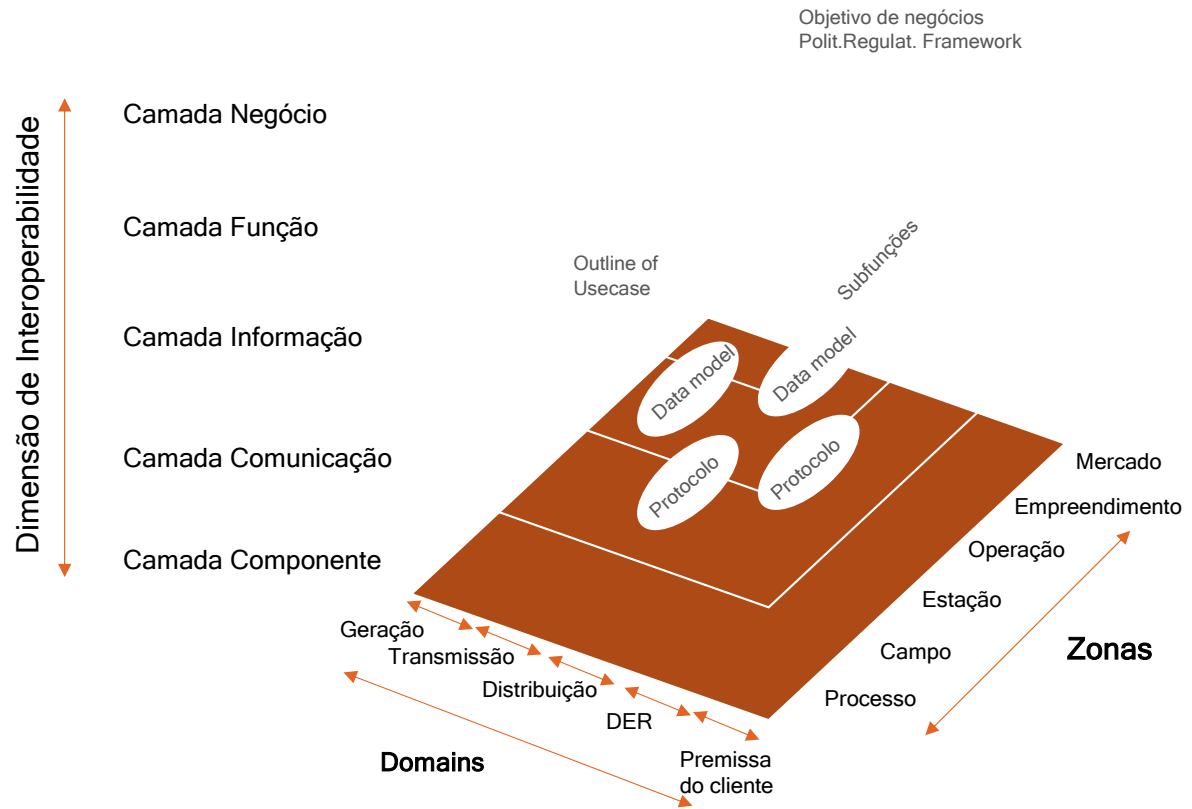


Figura 44 - Arquitetura do modelo SGAM.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

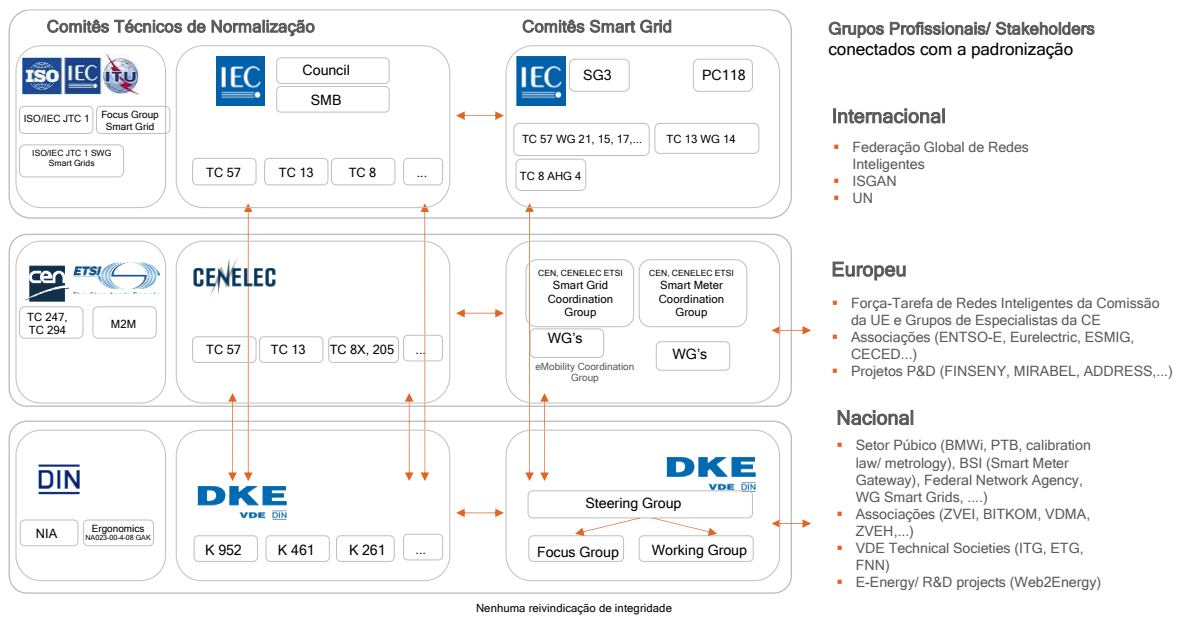


Figura 45 - Comitês estruturados para o caso alemão.

Fonte: Adaptado de DKE, 2013.

#### 4.3.4. Implementação

Nessa dimensão, e após a consolidação das demais, realiza-se a implementação da atividade de agregação de medição, com as definições trazidas em regulamentação e a padronização, tanto de informações, quanto de protocolos de comunicação e outros aspectos importantes.

A experiência internacional, para o caso da adoção de medidores inteligentes, caso essa seja uma definição setorial, indica a boa prática de realizar um planejamento e escalonamento de clientes que serão abrangidos pelos medidores inteligentes, bem como uma meta de adoção de medidores inteligentes relativamente ao parque de medidores.

Como exemplo, a experiência europeia, após uma análise de custo-benefício (Cost Benefit Analysis – CBA), mostra que os diferentes Estados-membros possuem metas de implementação de medidores inteligentes (Figura 46 e Figura 47).

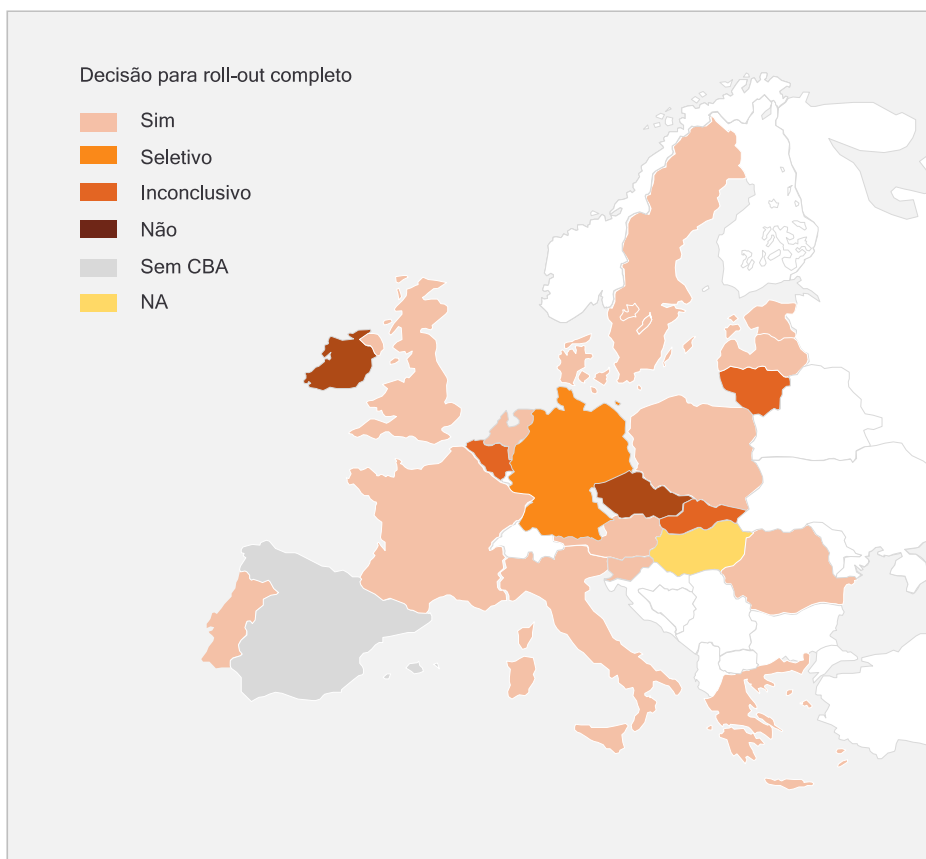


Figura 46 - Informação sobre a decisão dos Estados-membros da UE para adoção de medidores inteligentes.

Fonte: Adaptado de Vitiello, 2022.

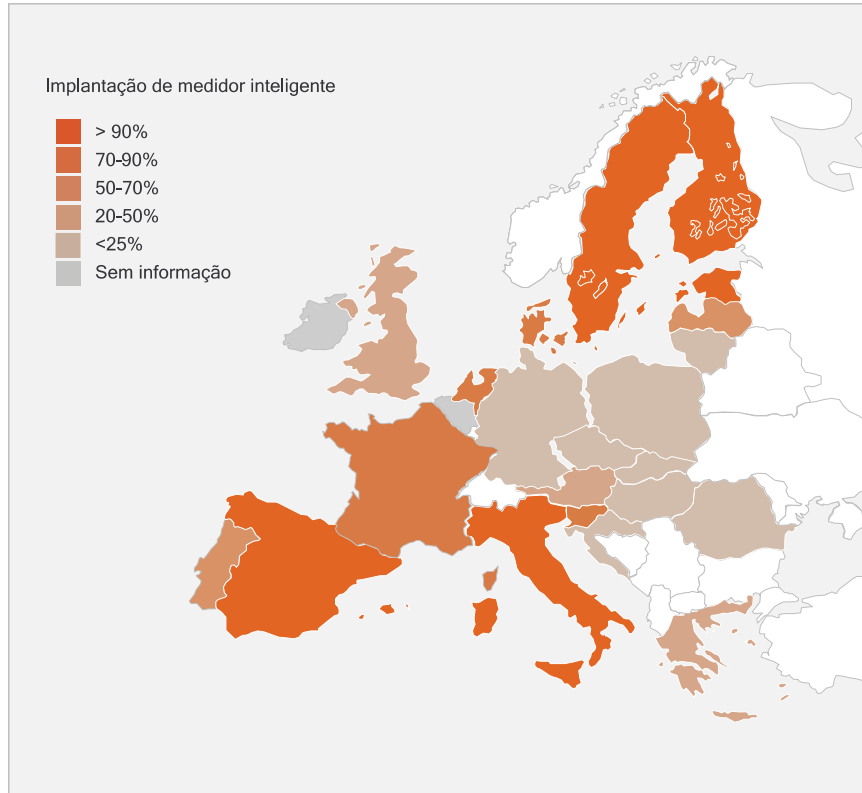


Figura 47 - Progresso da implementação de medidores inteligentes nos Estados-membros da EU.

Fonte: Adaptado de Vitiello, 2022.

Além disso, cada Estado-membro possui um plano para implementação de seus medidores inteligentes. A Figura 48 apresenta esse plano para os Estados-membros da União Europeia, enquanto a Figura 49 apresenta, para fins exemplificativos, o plano de implementação adotado pela Alemanha.

#### 4.4. Proposição de Desenho de Mercado para a Agregação de Medição

Ao analisar o atual desenho de mercado de energia elétrica do Brasil, bem como a legislação relativa à abertura de mercado do Grupo A, a qual se realiza a partir de 2024, há três constatações importantes:

- As atividades de medição (instalação do medidor, manutenção e operação da medição) estão consolidadas nas distribuidoras atualmente;
- Não há uma padronização de funções/protocolos de comunicação atualmente entre as distribuidoras;
- O consumidor varejista, ou seja, aquele que poderá migrar para o mercado livre em 2024, será representado via comercializador varejista perante o Operador de Mercado.

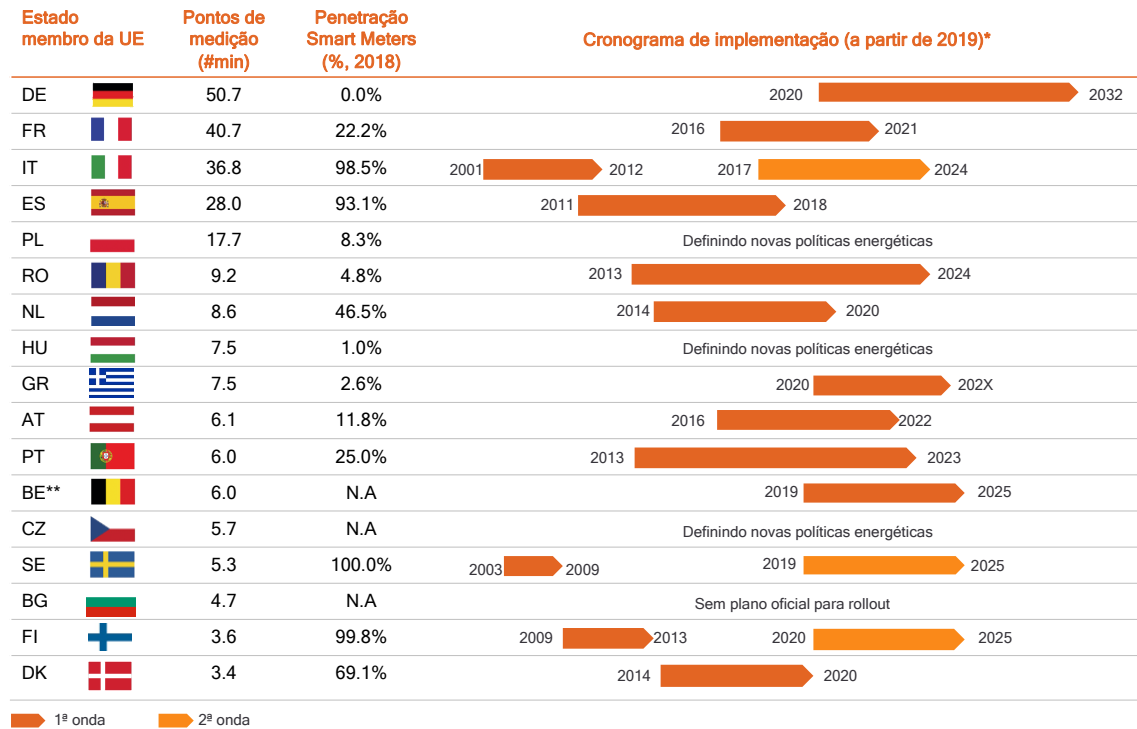


Figura 48 - Planejamento para implementação de medidores inteligentes: experiência europeia.  
 Fonte: Adaptado de Arthur D. Little, 2020.

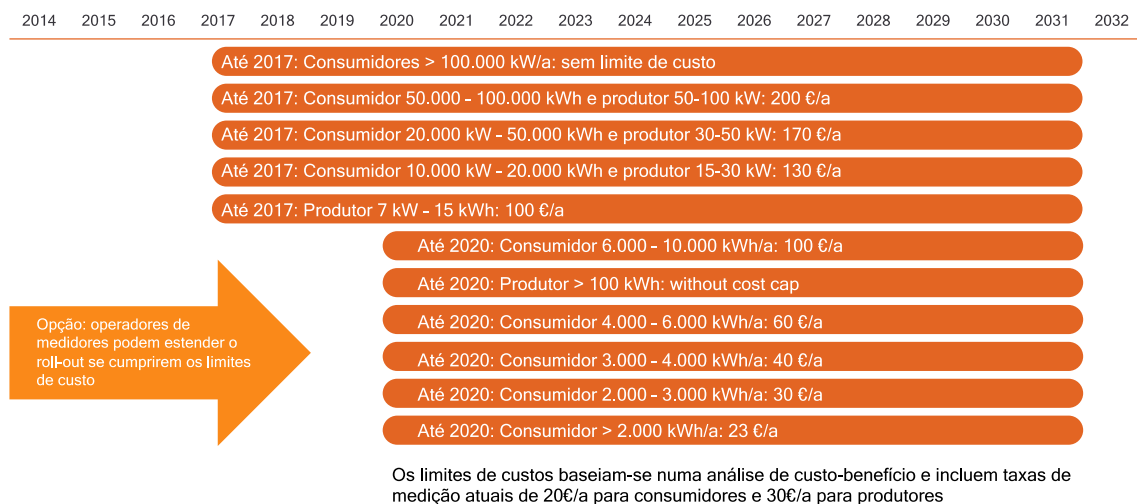


Figura 49 - Planejamento da Alemanha para a implementação de medidores inteligentes.  
 Fonte: Adaptado de Tews, 2016.

Portanto, considerando-se a experiência internacional previamente abordada, bem como a rota regulatória proposta, sugere-se que a atividade de agregação de medição seja realizada via comercializador varejista, conforme apresentado na Figura 50. O desenho de mercado proposto busca combinar práticas internacionais dos mercados de energia analisados com a realidade do mercado de energia elétrica brasileira.

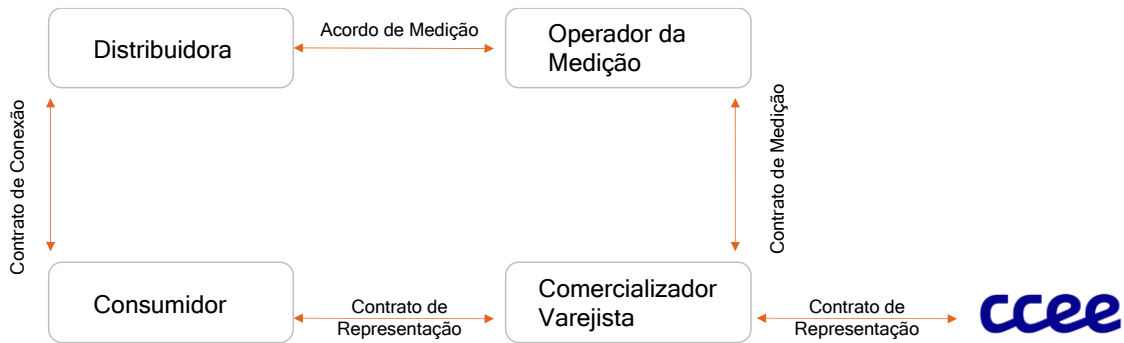


Figura 50 - Proposição de desenho de mercado para a atividade de agregação de medição no Brasil<sup>10</sup>.

Fonte: Adaptado de Santos et al., 2023b.

Uma primeira consideração importante é que as atividades de instalação e manutenção dos medidores continuariam com a distribuidora, sendo que a atividade de coleta e tratamento das informações seria competitiva e aberta ao mercado, via a criação do Operador da Medição.

Uma segunda consideração importante é que a agregação de medição seria realizada pelo comercializador varejista, o qual representa seus consumidores perante o Operador de Mercado. Adicionalmente, o comercializador varejista também seria o responsável pela contratação do operador da medição para cada consumidor varejista.

O Operador da Medição, por sua vez, é uma atividade competitiva de mercado, com a responsabilidade de coleta e tratamento dos dados de medição, sendo um agente autorregulado.

Uma terceira consideração importante é que, caso o Regulador deseje realizar conferências nas informações que estão sendo repassadas pelos comercializadores varejistas ao Operador de Mercado, pode consultar o Operador da Medição como balizador dessas informações. Adicionalmente, nesse desenho a CCEE já receberia os dados agregados, via comercializador varejista, o qual continuaria com suas atividades e riscos inerentes ao negócio (exemplo: risco de inadimplência). Ademais, em um caso de inadimplência, o consumidor poderia retornar ao fornecedor incumbente (distribuidora) durante um determinado período, e a uma tarifa diferenciada, para que seja estimulado a voltar ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No que tange à segurança e privacidade de dados, a experiência da Grã-Bretanha, por exemplo, aponta que o consumidor escolhe qual a granularidade de informações (minuto, dia ou mês) que deseja informar aos participantes do mercado previamente autorizados.

<sup>10</sup> Importante citar que, como os dados são dos consumidores, estão no bojo da Lei Geral de Proteção de Dados. Nesse sentido, ressalta-se a importância que os consumidores pré-autorizem os agentes agregadores de dados de medição a compartilhar esses dados com outros agentes de mercado.

Isso pode auxiliar o próprio cliente a ter mais opções de escolha de produtos que atendam sua própria necessidade. Adicionalmente, na experiência americana, apenas em Oklahoma existem regras sobre privacidade, e, relativamente ao que pode ser usado: i) quantidade de energia consumida em uma unidade consumidora; ii) características deste consumo, incluídos os horários e os eletrodomésticos utilizados. No entanto, o consumidor possui o direito de conhecer suas informações no cadastro da concessionária e nenhuma correlação com sua identificação individual é permitida, como nome ou número do seguro social.

Um outro ponto relevante a ser colocado é a questão da interoperabilidade. Ainda no caso inglês, na época em que se iniciou a instalação de medidores inteligentes (SMETS 1), esses equipamentos estavam vinculados ao comercializador varejista que fazia a instalação do aparelho, de tal forma que quando o consumidor trocava de comercializador, o medidor perdia sua propriedade de medição inteligente. Isso foi endereçado com uma segunda fase de medidores (SMETS 2), evitando a captura tecnológica.

Um ponto a ser destacado é que não necessariamente o parque de medidores de energia do país necessita ser substituído para que possa ocorrer tanto a abertura de mercado quanto a agregação de medição. Contudo, medidores inteligentes, assim como já exposto nesta Pesquisa, fornecem a possibilidade de novos produtos e serviços para o consumidor final.

#### **4.5. Considerações Finais**

O mercado brasileiro de energia elétrica tem passado por profundos e fundamentais aperfeiçoamentos ao longo das últimas décadas, por vários motivos que fogem ao escopo desta Pesquisa. Um desses movimentos foi a abertura de mercado para uma parcela de grandes consumidores, conectados em alta tensão (Grupo A), que possibilitou a esses agentes liberdade em escolher seu fornecedor de energia, assim como a redução do valor desse insumo.

Nesse sentido, o atual desenho de mercado, regras e normas de comercialização foram estruturados para que o ACL possa receber esses clientes, os quais devem estar modelados individualmente no Operador de Mercado. Foi uma abordagem que funcionou muito bem e que é demonstrada pela própria evolução do ACL nos últimos anos. O próximo passo da abertura de mercado é que se abarque todos os consumidores do Grupo A a partir de 2024, fato que pode representar em torno de 165 mil unidades de consumo que potencialmente poderão aderir ao ACL (número substancialmente maior do que as que estão atualmente modeladas na CCCE, em torno de 32 mil UCs).

Ademais, de acordo com dados de outubro da ANEEL, já há para o próprio ano de 2024, a indicação de cerca de 8.700 UCs farão a adesão ao ACL, o que representa um aumento em torno de 27% no número de UCs modeladas. Portanto, dada a experiência internacional analisada nesta Pesquisa, bem como a pulverização de UCs, é fundamental a adoção da agregação de medição, por dois motivos: i) permitir ao consumidor uma decisão consciente sobre seu supridor de energia, fornecendo-lhe informações relevantes sobre seu perfil de consumo e ii) operacionalizar a própria abertura de mercado no Brasil.

Para a implementação da agregação de medição, esta Pesquisa sugeriu uma rota regulatória, como também um desenho de mercado, ambos considerando a boa prática internacional e o ambiente de negócios do País e, nesse sentido, procura contribuir com as discussões sobre esta temática relevante para a modernização do setor elétrico nacional.



## Capítulo 5 – Conclusões e Considerações Finais

A evolução dos sistemas elétricos tem sido exponencial nos últimos anos, alicerçada em dois aspectos principais: i) o empoderamento do consumidor, como ponto principal e indutor de novos modelos de negócio, e ii) a adoção de novas tecnologias.

O primeiro aspecto é essencialmente a razão de ser da própria evolução setorial: o consumidor, que possui suas demandas específicas necessita de soluções específicas, e, dessa forma, novos negócios são estruturados e podem ser ofertados.

O segundo aspecto surge no bojo do primeiro: para a estruturação de novos negócios, a tecnologia tem sido fundamental, nesse sentido, via RED. Esse é um ponto de inflexão importante, tanto do aspecto regulatório, quanto do aspecto técnico.

As experiências da Europa e Estados Unidos, analisadas nesta Pesquisa, trazem motivadores diferentes, mas pautados por um mesmo objetivo: permitir uma participação cada vez maior do consumidor no setor elétrico. Nesse sentido, os agregadores de serviço, ao orquestrarem vários RED, são os habilitadores desse movimento. Adicionalmente, os REDs também podem trazer valor à própria operação do sistema elétrico, dependendo, obviamente, do nível de maturidade regulatório e tecnológico de um determinado mercado de energia.

A atividade de agregação possui um leque de possibilidades muito grande, contudo um serviço essencial, quando do movimento de liberalização de mercado, foi o que diz respeito à agregação de medição.

A medição é um elemento importante no mercado de energia, dado que é por meio dela que são coletados os recursos financeiros repassados à toda a cadeia de valor da indústria (geração, transmissão, distribuição e comercialização).

A literatura internacional indica que a atividade de medição pode ser dividida em três serviços, quais sejam: i) a provisão da medição (que consiste no suprimento do aparelho medidor em si); ii) a operação da medição, a qual consiste na instalação, operação e manutenção do aparelho de medição e iii) a leitura e processamento dos dados de medição.

A experiência internacional da abertura de mercado, no que tange a esse aspecto, mostra que, tradicionalmente, após a abertura, esses serviços ficaram com a distribuidora local, sendo que algumas regiões (como a Grã-Bretanha e a Alemanha), adotaram uma abordagem de competição de mercado para esses serviços, permitindo que *players* setoriais diversos à distribuidora fornecessem esses serviços.

Adicionalmente, em algum momento, os mercados que fizeram o movimento liberalizante adotaram a atividade de agregação de medição, dada a pulverização do mercado varejista e a necessidade de coleta, tratamento e processamento dos dados de medição de seus consumidores.

Essa atividade pode ser realizada de forma centralizada ou descentralizada, a depender de características intrínsecas do desenho de mercado de uma determinada localidade, como funções, responsabilidades, governança, independência, riscos e proteção dos dados.

Nesse sentido, em mercados que buscam realizar a abertura em algum nível para seus clientes, torna-se imprescindível discutir e endereçar a agregação de dados de medição como habilitadora da operacionalização deste movimento.

No contexto brasileiro, discute-se atualmente a abertura de mercado para todos os consumidores conectados em alta tensão (Grupo A), que podem adicionar, potencialmente, cerca de 165 mil UCs à CCEE, o que aumentaria consideravelmente o número de UCs atualmente modeladas (em torno de 32 mil).

Nesse sentido, a agregação de medição torna-se fundamental para garantir que ao consumidor liberdade de escolha de seu fornecedor de energia e permitindo a operacionalização da abertura em si.

Para a implementação da agregação de medição, esta Pesquisa sugere uma rota regulatória, e um desenho de mercado, ambos considerando a boa prática internacional e o ambiente de negócios do Brasil, e nesse sentido, procura contribuir com as discussões sobre esta temática relevante para a modernização do setor elétrico nacional.

## Referências

HUNT, S. Making Competition to Work in Electricity. Wiley, 2002.

Agora Energiewende. The Liberalisation of the Electricity Markets in Germany: History, Development and Current Status. 2019.

SANTOS, J. RIBEIRO, V. Importance of the Metering Aggregator in Brazilian Energy Market Model with the Incrementing DERs Participation on the Electric Matrix. IEEE proceedings of Andean Council, 2022.

SANTOS, J., MELLO, J., VIANA, A., RIBEIRO, V. Agregadores de serviço: Agentes fundamentais ao aperfeiçoamento do desenho de mercado. XIX Encontro Regional Ibero-Americano (ERIAC) do CIGRE, 2023.

SANTOS, J et al. Metering aggregation in the context of full opening of power markets: a case study. IEEE Colombian Caribbean Conference, 2023b.

SANTOS, J et al. Novos serviços de medição: um facilitador da abertura integral do mercado de energia elétrica. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL PD-15553-0001, 2024.

BURGER, S., CHAVES-ÁVILA, J.P., BATLLE, C., PÉREZ-ARRIAGA, I. The value of aggregators in electricity systems. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research (MIT CEEPR), 2016.

PUDJANTO, D., RAMSEY, C., STRBAC, G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. Renewable Power Generation IET 2007; 1:10-6.

BRAUM, M., STRAUSS, P. A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems. International Journal of Distributed Energy Resources 2008; 4:297-319.

ASMUS, P. Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future. *Electrical Journal* 2010; 23:72-82.

LOSI, A. MANCARELLA, P., MANDER, S. VALTORTA, G. LINARES, P. HORCH, A. Address recommendations for standard committees, regulators, stakeholders' groups, future R&D. Brussels, Belgium, 2013.

Smart Grid Task Force – EG3. *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*. Brussels: 2015.

KERSHER, S., ARBOLEYA, P. The key role in the energy transition under the latest European regulatory framework. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2021.

GERARD, H., RIVERO PUENTE EL, Six D. Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector. A conceptual framework. *Utilities Policy* 2018; 50:40-8.

STEDE, J., ARNOLD, K., DUFFER, C., HOLTZ, G., VON ROON, S., RICHSTEIN, J.C. The role of aggregators in facilitating industrial demand response: evidence from Germany. *Energy Policy* 2020; 147:111893.

BARBERO, M., CORCHERO, C., CANALS, C.L., IGUALADA, L., HEREDIA, F-J. Critical evaluation of european balancing markets to enable the participation of demand aggregators. *Applied Energy*, 2020.

LU, X., LI, K., XU, H., WANG, F., ZHOU, Z. ZHANG, Y. Fundamentals and business models for resource aggregator of demand response in electricity markets. *Energy* 2020.

BURGER, S., CHAVES-ÁVILA, JP., BATTLE, C., PÉREZ-ARRIAGA, IJ. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.

HYUN, M., M KIM, YJ., EOM J. Assessing the impact of a demand-resource bidding market on an electricity generation portfolio and the environment. *Energy Policy*, 2020.

National Renewable Energy Laboratory (NREL 2019). Community choice aggregation: challenges, opportunities, and impacts on renewable energy markets, 2019.

Lean Energy. Disponível em < <https://www.leanenergyus.org>>, acesso em 13/05/2023.

O'SHAUGHNESSY, E., et al. Empowered communities: the rise of community choice aggregation in the United States, 2019.

HANEY, A.B., TOORAJ, J., POLLITT, M.G. Smart metering and electricity demand: technology, economics and international experience. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge, 2009.

SANTOS, J., RIBEIRO, V. Importance of the metering aggregator in brazilian energy market model with the incrementing DERs participation on the electric matrix. IEEE proceedings of Andean Council (ANDESCON), 2022.

European Commission. Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. 2014.

Thymos Energia. Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica: apontamentos relevantes, 2021.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Consultoría para la definición de la actividad de gestión independiente de datos y el diseño general del agente que realizaría la actividad. informe final, 2020.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023). Potencial de abertura do mercado livre para o grupo A – 2022 e estimativa 2024, 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2023). Procedimentos de Comercialização. Disponível em < <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/procedimentos-de-comercializacao>>. Acesso em 18/10/2023.

FÖRDERER, K, *et al.* Smart meter gateways: options for a BSI-compliant integration of energy management systems. *Applied Sciences*, 2019.

KROENER, Nils et al. State-of-the-Art integration of decentralized energy management systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure. *Applied Sciences*, 2020.

AEMC, Metering Installation Timeframes, Rule determination, 6 December 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2023a). Nota Técnica (NT) 76/2023-SGM/ANEEL, 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2023b). Comercialização Varejista: Ajustes de Normas Gerais e Expansão do ACL, 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2023c). Resolução Normativa 1.081, de 12 de dezembro de 2023, 2023.

International Energy Agency (IEA 2011). *Technology Roadmap: Smart Grids*, 2011.

Lei 13.848/2019. Presidência da República.

DKE - German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies of DIN and VDE. *The German roadmap e-energy/smart grids 2.0: smart grid standardization status, trends, and prospects*, 2013.

VITIELLO, S; ANDREADOU, N; ARDELEAN, M; FULLI, G. Smart metering roll-out in Europe: where do we stand? Cost benefit analysis in the Clean Energy Package and Research Trends in the Green Deal. *Energies*, 2022.

Arthur D. Little. *Digital energy: How smart meters will contribute to changing the energy landscape?* Arthur D. Little, 2020.

Tews, K. Mapping the regulatory features underpinning prosumer activities in Germany. The case of residential photovoltaics, 2016.

CHEN, Y; ZHAO, C. Review of energy sharing: business models, mechanisms, and prospects. IET Renewable Power Generation. John Wiley & Sons 2022; 16:2468-2480.

BERTOLINI, M; MOROSINOTTO, G. Business models for energy community in the aggregator perspective: state of the art and research gaps. Energies 2023, 16, 4487.

LAVRIJSEN, S; APRÁEZ, B.E; ten CATEN, T. The legal complexities of Processing and Protecting Personal Data in the Electricity Sector. Energies 2022, 15, 1088.

APRÁEZ, B.E. The challenges of sharing data at the intersection of EU data protection and electricity market legislation: lessons from the Netherlands. Journal of Energy & Natural Resources Law, 2023, 41, 4, 403-429.

TOMAZINI, M.T. Impacto das audiências públicas e consultas públicas na regulação brasileira. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências, 2021.

Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA, 2021). Lessons From Australia for India on Integrating Distributed Energy Resources (DER): Technical Integration is the First Priority. KUIPER, G. et al., 2021.

Australian Energy Market Operator (AEMO 2023). Disponível em <  
<https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/wa-der-program/project-symphony>>. Acesso em 07/05/2023.

KERSCHER, S; ARBOLEYA, P. The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 134, 2022, 107361.

DAVID, S. A tríade energia elétrica, desenvolvimento sustentável e tecnologia - bases e desafios para uma regulação evolutiva no Brasil. 2018. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. doi:10.11606/T.3.2018.tde-04092018-132826. Acesso em: 2024-05-15.

Australian Competition and Consumer Commission (ACCC 2018). International experiences in retail electricity markets. Canberra: The Brattle Group Limited.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM 2019). State of the energy market 2019. Londres.

Nordic Energy Regulators (NordRED 2017). Electricity customer in the Nordic countries – status report retail market 2016. Oslo: Nordic Energy Regulators.



## Anexo A – Premissas para as projeções relativas à abertura do mercado de energia brasileiro

O entendimento de como pode se desenvolver a abertura de mercado no Brasil é importante para dar robustez às discussões setoriais em dois aspectos: i) técnico e ii) comercial. Ambos os aspectos possuem várias facetas que podem ser exploradas, mas, para esta Pesquisa, será explorada a da evolução do tamanho do ACL relativo a volume de energia, medida indireta para mensuração da quantidade de consumidores que poderão fazer parte deste mercado nos próximos anos.

Nesse sentido, é importante delimitar alguns pontos importantes, apresentados na sequência.

**Carga:** O consumo de energia elétrica no país se manteve em torno de 70 GW-médios. No entanto, as projeções para os próximos anos ainda possuem incertezas, principalmente quando são considerados aspectos de crescimento econômico e evolução da GD. A Figura A 1 apresenta o histórico de consumo no Brasil nos últimos anos.

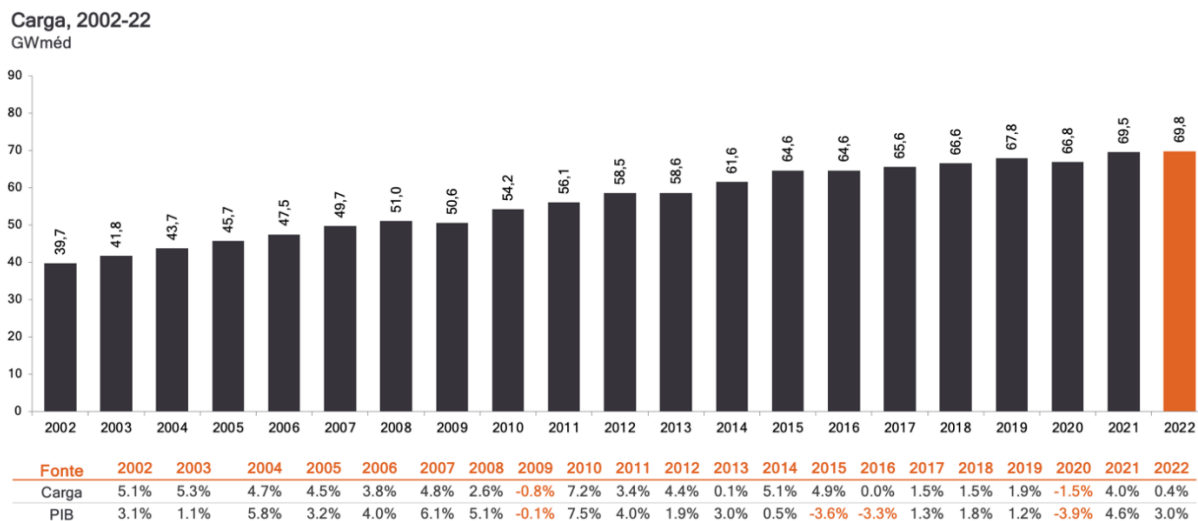


Figura A 1 - Histórico de carga nos últimos anos.

Fonte: Santos et al., 2024.

- **Período analisado:** 2023 a 2046.
- **Crescimento do PIB e evolução da carga:** Existe uma relação direta entre o crescimento da economia e a evolução do consumo de energia, o que é conhecido como elasticidade.

Assim, ao se estimar o PIB é possível estimar o crescimento do consumo de energia ao longo do tempo. Neste trabalho, foi utilizada uma taxa de crescimento de PIB de 2% a.a, resultado em uma carga de 147 GWm ao final do período. A Figura A 2 e Figura A 3 apresentam, respectivamente, as projeções de carga/PIB e o pico de demanda ao final do período analisado.

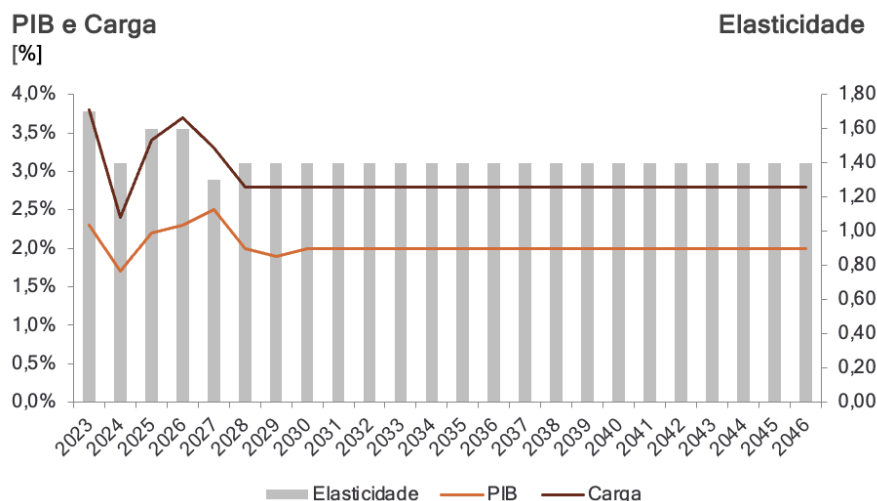


Figura A 2 - Carga, PIB e elasticidade.

Fonte: Santos et al., 2024.

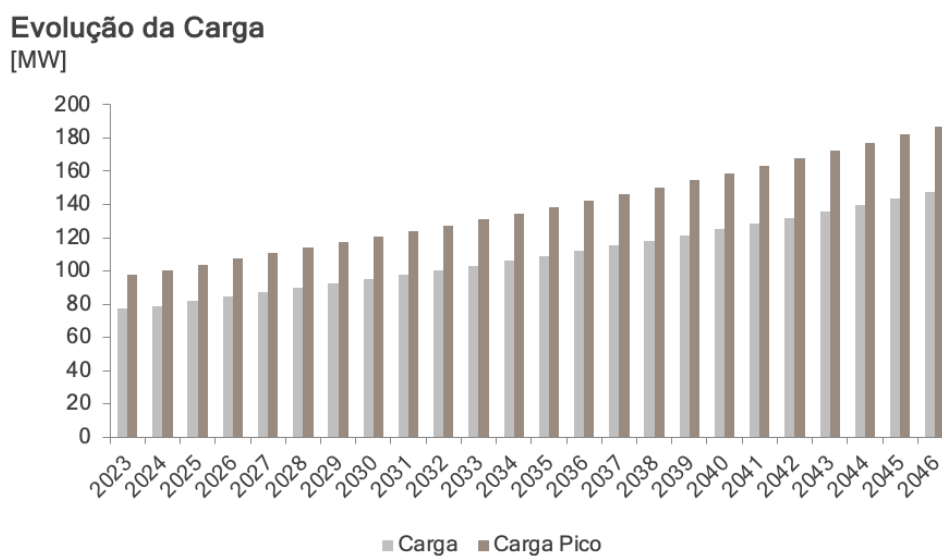


Figura A 3 - Carga e pico de carga.

Fonte: Santos et al., 2024.

- Evolução da Matriz:** O mix tecnológico de geração influencia nos preços esperados no mercado à vista (spot ou Preço de Liquidação das Diferenças - PLD), como também reflete no mercado de contratos do ACL e nas tarifas do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o que, por fim, afeta a dinâmica de migração dos consumidores. No que tange à evolução da matriz elétrica, pelas simulações realizadas, identifica-se três ciclos bem distintos: i) renovável, com a instalação e entrada em operação comercial em massa de parques que utilizam tecnologias renováveis; ii) um ciclo no qual térmicas precisarão ser contratadas para lastrear a operação física das renováveis do primeiro ciclo e iii) mix renovável e térmico, visando o atendimento energético e de confiabilidade do sistema elétrico. Ao final do período analisado, a matriz elétrica nacional sofre uma expansão de cerca de 270 GW, como apresentado na Figura A 4.



Figura A 4 - Expansão da matriz elétrica brasileira.

Fonte: Santos et al., 2024.

- Taxa de migração:** A taxa de migração dos consumidores é o que irá determinar diretamente o tamanho do ACL ao longo do tempo. Para estimar este ritmo são necessárias premissas com base em conhecimento do mercado. Para este estudo, foi utilizada a curva da adoção tecnológica, sugerida Everett Rogers, a qual possui momentos de adoção bem definidos e que se aproxima da realidade prática quando comparada a outros movimentos de mercado (como a propagação de painéis solares no Brasil e no mundo, por exemplo), apresentada na Figura A 5.

A curva proposta por Everett Rogers faz parte da Lei da Difusão da Inovação, a qual foi sugerida em seu livro *Difusões de Inovações*, de 1962. A curva busca entender e metrificar como as inovações são geradas e espalhadas na sociedade, partindo do pressuposto de que produtos inovadores não são percebidos por todos os consumidores da mesma forma.

Nesse sentido, o princípio fundamental da teoria de Everett Rogers é a divisão dos consumidores em diferentes perfis. Dessa forma, é possível sistematizar que os produtos, quando lançados, passam por estágios associados com a aceitação de cada um dos perfis de consumidor.

Além da divisão dos perfis, Everett Rogers também trabalha a ideia de que um produto é percebido em estágios por um mesmo consumidor, o que foi aplicado nas projeções apresentadas na sequência.

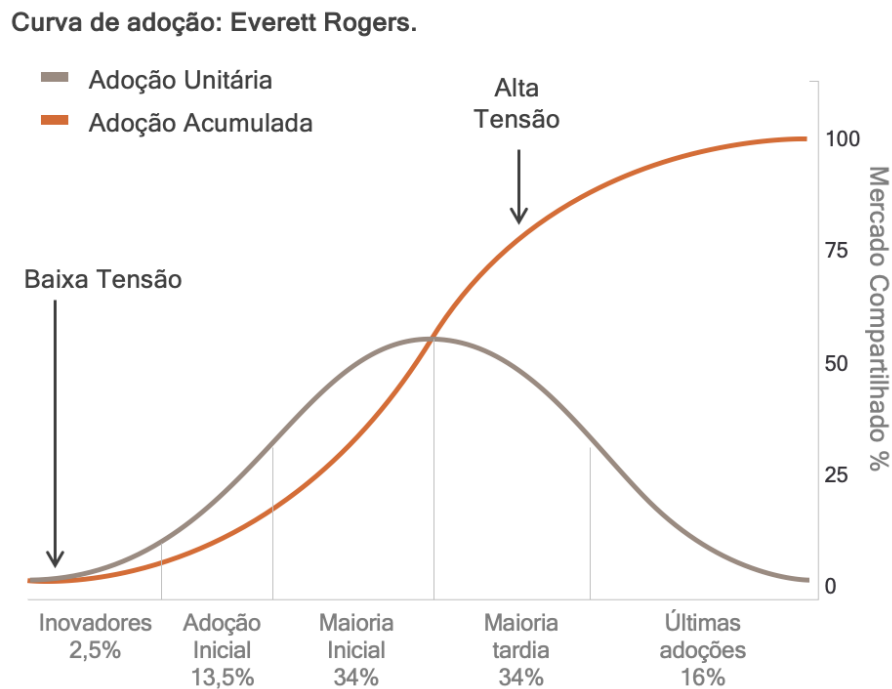


Figura A 5 - Curva de adoção tecnológica de Everett Rogers.

Fonte: Santos et al., 2024.

- **Caracterização do mercado:** é importante entender como os diferentes grupos (tanto os conectados em alta quanto os conectados em baixa tensão) de consumidores estão alocados no ACR. Isso vai determinar a fatia de mercado potencial que poderá migrar para o ACL. A Figura A 6 apresenta a divisão de consumidores por nível de tensão e carga de energia.

### Consumo por nível de tensão no ACR (2022-23)

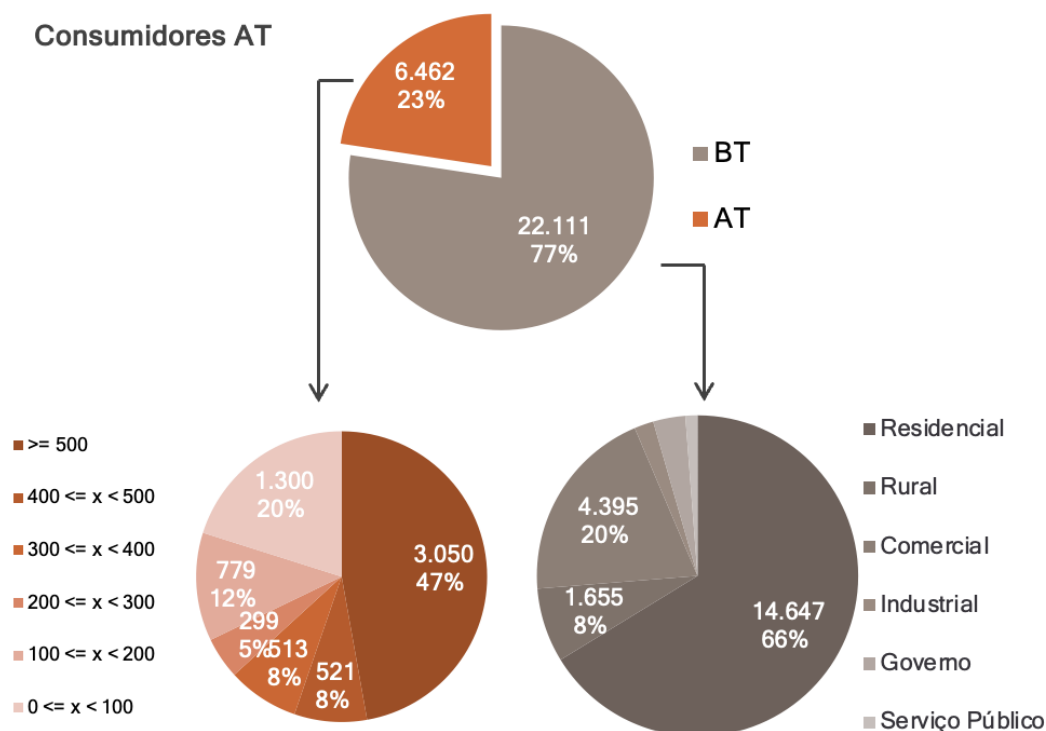


Figura A 6 - Características dos consumidores regulados.

Fonte: Santos et al., 2024.

As seguintes observações podem ser depreendidas da análise dos dados.

- ⇒ Na Alta Tensão, aproximadamente 50% dos consumidores possuem demanda igual ou superior a 500 kW.
- ⇒ Adicionalmente, cerca de 40% dos consumidores possuem demanda até 300 kW.
- ⇒ No segmento de Baixa Tensão, mais de dois terços dos consumidores são residenciais.

⇒ Em ambos os casos, guardadas as devidas proporções, tem-se que os novos consumidores que estarão futuramente elegíveis ao ACL são altamente pulverizados.

Para exemplificar a natureza de alta pulverização desses consumidores, a Figura A 7 apresenta um comparativo entre um atual consumidor do ACL e um consumidor do Grupo A que está no ACR atualmente (e que poderá migrar para o ACL em 2024) e um consumidor do Grupo B não residencial. A Tabela A 1 apresenta dados de números de UCs e volume de energia em 2023.

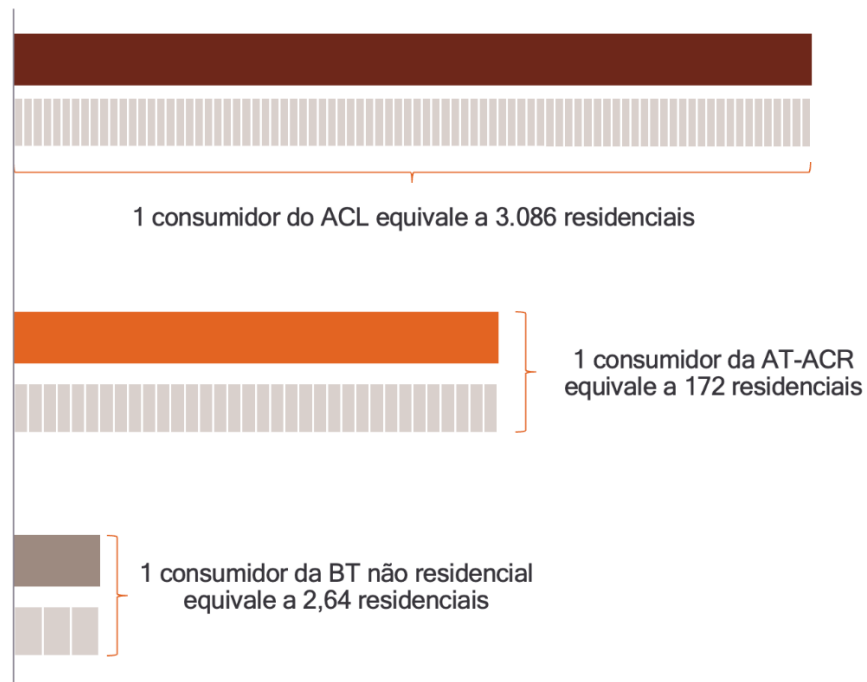


Figura A 7 - Equivalência entre diferentes perfis de consumidores.

Fonte: Santos et al., 2024.

Tabela A 1 - Dados de consumidores.

Dados base 2023	U. Consumidores	MWm em 2023	kWm/UC
ACL	34.323	24.877	724,80
AT	159.330	6.462	40,56
BT (sem residencial)	12.060.511	7.464	0,62
Residencial	62.375.923	14.647	0,23
Total	74.630.087	53.450	0,72

Fonte: Santos et al., 2024.

- **Característica da migração:** nas projeções desta Pesquisa, foram adotadas diferentes taxas de migração para os segmentos de Alta Tensão e Baixa Tensão, bem como diferentes velocidades na adoção da nova tecnologia (ACL) pelos consumidores, apresentadas nas Tabela A 2 e Tabela A 3, respectivamente.

Tabela A 2 - Velocidades e porcentagem de migração - Grupo A

	Lento	Base	Rápido
Abertura	2024	2024	2024
% de consumidores migrados	70%	74%	78%
Tempo esperado para a migração	10 anos	8 anos	6 anos

Fonte: Santos et al., 2024.

Tabela A 3 - Velocidades e porcentagens de migração - Grupo B.

	Lento	Base	Rápido
Abertura Residencial e Rural	2030	2030	2030
Abertura de Outros segmentos	2028	2028	2028
% de consumidores migrados	≈ 53%	≈67%	≈73%
Tempo esperado para a migração	12 anos	10 anos	8 anos

Fonte: Santos et al., 2024.

## Anexo B – Projeções do Estudo de Migração de Clientes para o ACL

Neste anexo são apresentados os resultados das projeções do estudo de migração de clientes para o ACL, utilizando-se como premissas os dados apresentados no Anexo A.

- **Migração Alta Tensão**

Para o segmento de alta tensão, assim como para o de baixa, foram considerados três cenários de velocidade de adoção do ACL pelos novos potenciais clientes: lento, base e rápido, como apresentado ao longo do texto desta dissertação, e os resultados são apresentados na Figura B 1.

Comparando-se as curvas dos cenários, o período compreendido entre 2025 e 2032 é o que apresenta a maior variação entre o cone de possibilidades, em torno de 3,0 GW-médios em 2028/2029.

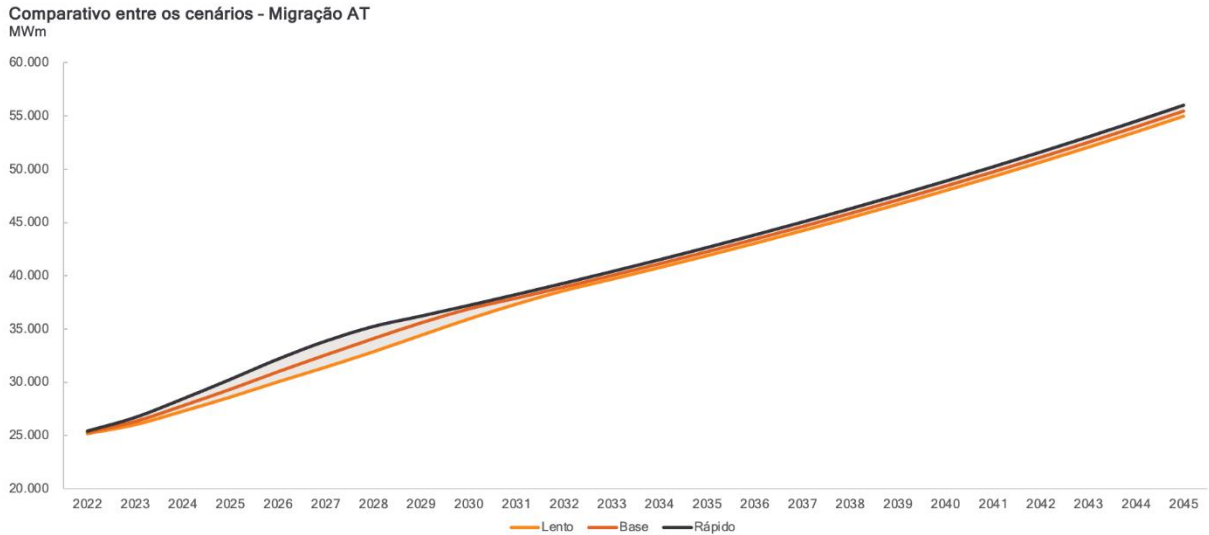


Figura B 1 -Comparativo entre os cenários de migração – segmento AT.

Fonte: Santos et al., 2024.

- **Migração Baixa Tensão**

Para esse segmento, também foi realizada uma análise prospectiva, considerando diferentes velocidades de adoção da nova tecnologia pelos consumidores para migração ao ACL (lento, base e rápido).



Destaca-se que a migração da baixa tensão, naturalmente, é um processo mais complexo e que envolve, entre outros fatores, o conhecimento pelo consumidor das opções de mercado e produtos que serão disponibilizados. Na experiência internacional, há diferentes formas de abrir o mercado para este segmento: a primeira seria fazer que a abertura fosse compulsória (ou seja, não haveria um processo de migração), como é o caso, por exemplo, Inglaterra e da Austrália; a segunda seria facultativa ao consumidor a adesão ao mercado livre, como no caso da França.

Há ainda uma opção híbrida, como no caso do Japão: nesse mercado, adotou-se um período de transição de cinco anos, no qual o consumidor poderia escolher ficar com tarifas reguladas ou ter a liberdade de escolha de preços. Findado o período, todos os consumidores são livres, mesmo que permaneçam embaixo da varejista oriunda da distribuidora.

Trazendo para o caso brasileiro, devido as altas tarifas do ambiente regulado, e a rápida adesão dos brasileiros a novidades e tecnologia (exemplos da telefonia móvel e da TV por assinatura e internet, apresentados na Figura B 2), o movimento de migração deve ocorrer com maior intensidade que a média mundial. Contudo, é importante frisar que, para que isso seja concretizado, é necessário, além de esforços da política pública, intensas campanhas de publicidade das empresas varejistas.

Adicionalmente, destaca-se que a abertura de mercado para o Grupo B ainda não está definida, e que, na CP 137/2022, o MME sinalizou proposta de fazer este movimento em duas ondas, de forma que, a partir de 2028, o Grupo B seria totalmente elegível à migração. O resultado das simulações é apresentado na Figura B 3.

Diferentemente das curvas dos cenários projetados para a AT, no segmento de BT as variações entre as projeções são mais acentuadas e prolongadas, principalmente no período de 2032-34, no qual a diferença fica em torno de 10 GW-médios. Após esse período e estabilização da tecnologia, a variação é reduzida para cerca de 8 GW-médios (Figura B 3). Isso é devido ao fato de que esse segmento, naturalmente, possui aspectos mais complexos de serem previstos e que, também, dependem de fatores exógenos (como as campanhas publicitárias e a clareza na comunicação das informações).

Colocando-se em perspectiva os cenários de migração da AT e da BT, é possível notar que o grande movimento de migração ocorre com a abertura do mercado de BT. A migração da AT representa uma adição prevista em torno de 8,5 GW-médios para o ACL, enquanto este número é em torno de 26 GW-médios para a BT, no final do período analisado.

Densidade de contratação por 100 habitantes

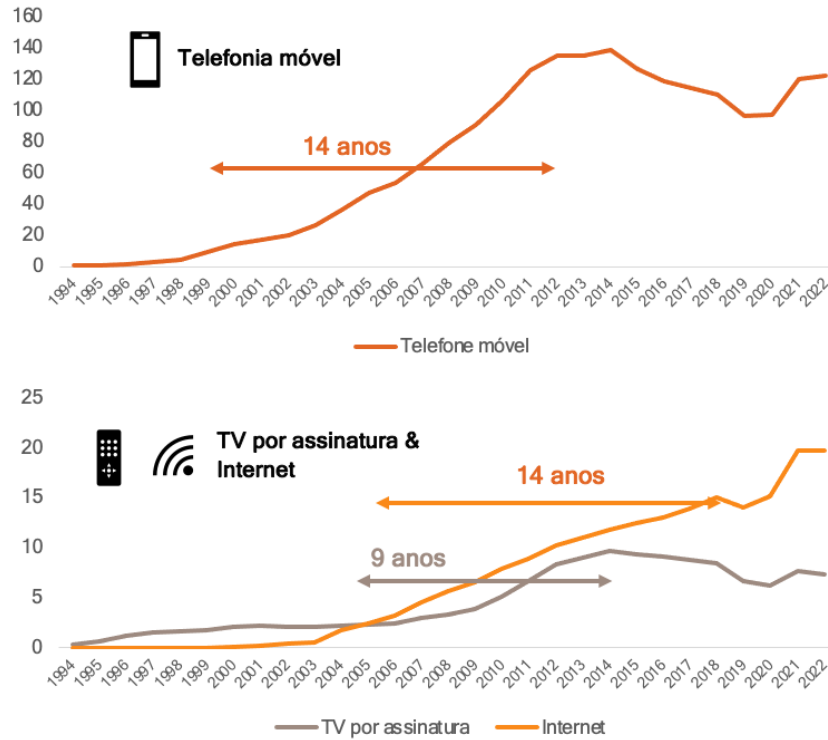


Figura B 2 - Curvas de adesão de novidades tecnológicas no Brasil.

Fonte: Santos et al., 2024.

Comparativo entre os cenários - Migração BT  
MWm

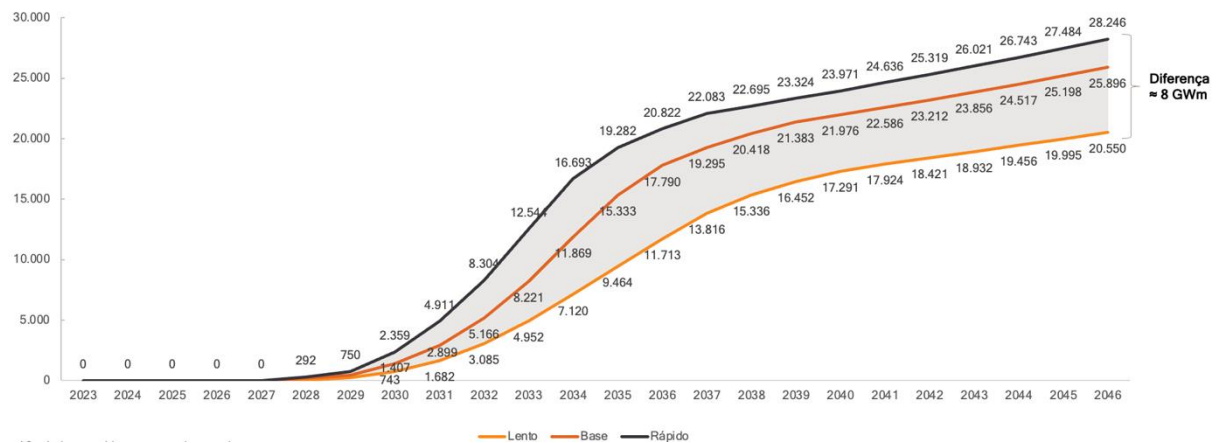


Figura B 3 - Comparativo entre os cenários de migração – segmento BT.

Fonte: Santos et al., 2024.

Nesse sentido, a participação do ACL pode variar entre 66% e 68% do consumo total de energia elétrica no Brasil, a depender dos cenários investigados. A Figura B 4 apresenta o resultado do cenário base prospectado.

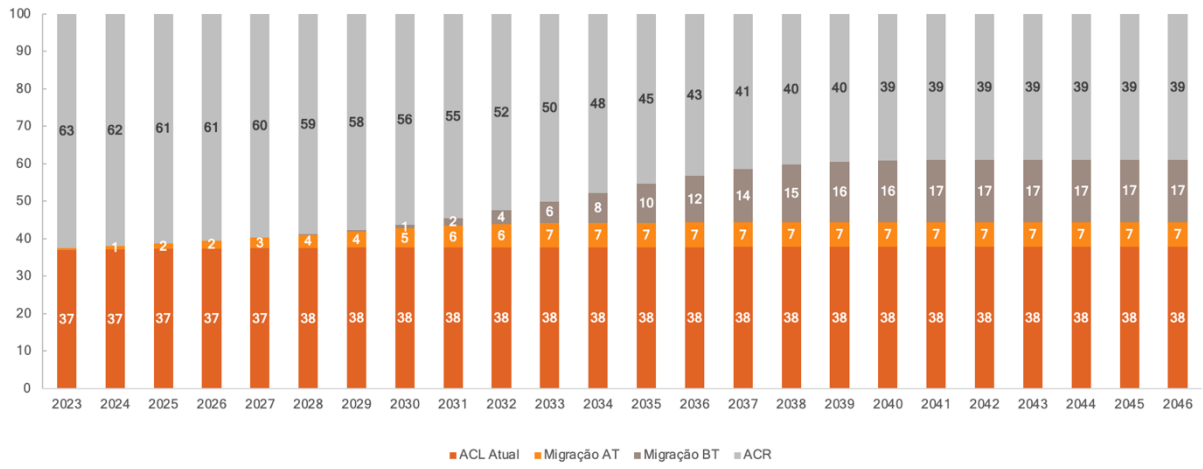


Figura B 4 -Participação da carga ACR x ACL – Cenário Base.

Fonte: Santos et al., 2024.