

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.3.r

Diagnóstico internacional: Preço por oferta

SDP N°: BR-CCEE-TDR-14-21-PRECO-CS-QBS

Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro



BANCO MUNDIAL
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL



Índice de conteúdo

Índice de conteúdo	2
Lista de siglas.....	4
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos do projeto	2
1.3. Objetivos deste relatório	3
1.4. Estrutura deste relatório	4
2. Resumo executivo	5
2.1. Caracterização geral.....	5
2.2. Formação de preço	6
2.3. Mercados de longo prazo.....	8
2.4. Recursos hídricos	9
3. Caracterização dos mercados estudados	10
3.1. Notas metodológicas	10
3.2. Colômbia.....	12
3.3. Mercado Regional da América Central (MER).....	17
3.4. Espanha (Mercado Ibérico)	23
3.5. Noruega (Nord Pool).....	30
3.6. Grã-Bretanha	37
3.7. Nova Zelândia	42
3.8. Califórnia (CAISO)	47
3.9. PJM.....	54
3.10. Texas (ERCOT)	60
4. Funcionamento do mercado spot.....	66
4.1. Notas metodológicas	66
4.2. Colômbia.....	71
4.3. Mercado Regional da América Central (MER).....	79
4.4. Espanha (Mercado Ibérico)	83
4.5. Noruega (Nord Pool).....	94
4.6. Grã-Bretanha	104
4.7. Nova Zelândia	113
4.8. Califórnia (CAISO)	118
4.9. PJM.....	123
4.10. Texas (ERCOT)	129

5.	Conexão com mercados de longo prazo	137
5.1.	Notas metodológicas	137
5.2.	Colômbia.....	139
5.3.	Mercado Regional da América Central (MER).....	146
5.4.	Espanha (Mercado Ibérico)	149
5.5.	Noruega (Nord Pool).....	156
5.6.	Grã-Bretanha	162
5.7.	Nova Zelândia	171
5.8.	Califórnia (CAISO)	173
5.9.	PJM.....	177
5.10.	Texas (ERCOT)	185
6.	Relação com os recursos hídricos.....	189
6.1.	Notas metodológicas	189
6.2.	Colômbia.....	192
6.3.	Mercado Regional da América Central (MER).....	194
6.4.	Espanha (Mercado Ibérico)	195
6.5.	Noruega (Nord Pool).....	198
6.6.	Grã-Bretanha	201
6.7.	Nova Zelândia	203
6.8.	Califórnia (CAISO)	205
6.9.	PJM.....	207
6.10.	Texas (ERCOT)	208
7.	Conclusões	211
8.	Referências.....	214

Lista de siglas

Referência	Sigla	Significado	Tradução
Sistemas	CA	Califórnia	
Sistemas	COL	Colômbia	
Sistemas	ESP	Espanha (Mercado Ibérico)	
Sistemas	GBR	Grã-Bretanha	
Sistemas	MER	Mercado Regional da América Central	
Sistemas	NOR	Noruega (Nord Pool)	
Sistemas	NZL	Nova Zelândia	
Sistemas	PJM	Pennsylvania, New Jersey, Maryland	
Sistemas	TX	Texas	
Geral	CfD	Contract for Differences	Contratos por Diferenças
Geral	CR	Concentration Ratio	Taxa de Concentração
Geral	GNL	Gás Natural Liquefeito	
Geral	IVA	Imposto de Valor Agregado	
Geral	LOLP	Loss of Load Probability	Probabilidade de Corte de Carga
Geral	OTC	Over-The-Counter	Mercado de Balcão
Geral	PML	Preço Marginal Locacional	
Geral	REC	Renewable Energy Certificate	Certificado de Energia Renovável
Geral	SIN	Sistema Interligado Nacional	
Geral	TSO	Transmission System Operator	Operador do Sistema de Transmissão
Geral	UE	União Europeia	
BRA	CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	
BRA	CIM	Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico	
BRA	CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico	
BRA	EPE	Empresa de Pesquisa Energética	
BRA	MME, MinMinas	Ministério de Minas e Energia	
BRA	ONS	Operador Nacional do Sistema	
BRA	PLD	Preço de Liquidação de Diferenças	
CA	BCR	Bid Cost Recovery	Recuperação de Custo Ofertado
CA	CAISO	California Independent System Operator	Operador de Sistema Independente da Califórnia
CA	CEC	California Energy Commission	Comissão de Energia da Califórnia
CA	CIRA	Customer Interface for Resource Adequacy	Interface do Cliente para Adequação de Recursos
CA	CPUC	California Public Utilities Commission	Comissão de Serviços Públicos da Califórnia
CA	CRR	Congestion Revenue Rights	Direitos Financeiros de Congestão
CA	DOE	Department of Energy	Departamento de Energia
CA	FERC	Federal Energy Regulatory Commission	Comissão Federal Reguladora de Energia
CA	FMM	Fifteen Minute Market	Mercado de Quinze Minutos

Referência	Sigla	Significado	Tradução
CA	HASP	Hour-Ahead Scheduling Process	Processo de Programação para a Hora Seguinte
CA	IFM	Integrated Forward Market	Mercado Futuro Integrado (equivalente ao Mercado do Dia Seguinte)
CA	LADWP	Los Angeles Department of Water and Power	Departamento de Água e Energia de Los Angeles
CA	LSEs	Load Serving Entity	Entidades de Serviço de Carga
CA	PG&E	Pacific Gas and Electric Company	Companhia de Gás e Eletricidade do Pacífico
CA	RA	Resource Adequacy	Adequação de Recursos
CA	RPS	Renewable Portfolio Standards	Padrões de Portfólio Renovável
CA	RTD	Real-Time Dispatch	Mercado em Tempo Real
CA	RTUC	Real-Time Unit Commitment	Unit Commitment em Tempo Real
CA	RUC	Residual Unit Commitment	Unit Commitment Residual
CA	STUC	Short-Term Unit Commitment	Unit Commitment de Curto Prazo
CA	WREGIS	Western Renewable Energy Generation Information System	Sistema de Informação de Geração de Energia Renovável Ocidental
CA	ASIC	Administrador Sistema de Intercambios Comerciales	Administrador do Sistema de Bolsa Comercial
CA	CERE	Costo Equivalente Real de Energía	Custo Real Equivalente de Energia do Encargo de Confiabilidade
CA	CLPE	Contrato de Energía a Largo Plazo	Contrato de Energía de Longo Prazo
CA	CND	Centro Nacional de Despacho	Centro Nacional de Despacho
CA	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Comissão de Regulação de Energia e Gás
CA	DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	Diretoria de Impostos e Alfândegas Nacionais
CA	ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad	Energia Firme para o Pagamento por Confiabilidade
CA	EPM	Empresas Públicas de Medellín	Empresas Públicas de Medellín
CA	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas	Fundo de Apoio Financeiro à Energização de Zonas Não Interligadas
CA	LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas	Liquidação e Administração de Contas
CA	OEF	Obligaciones de Energía Firme	ObrigaçãO de Energia Firme
CA	PNDC	Plantas no Despachadas Centralmente	Plantas Não Despachadas Centralmente
CA	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares
CA	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	Unidade de Planejamento Energético
CA	XM	Compañía Expertos en Mercados	Empresa de Especialistas de Mercado (Operador do mercado)
GBR	BME	Balancing Mechanism	Mecanismo de Equilíbrio
GBR	CCC	Climate Change Committee	Comitê de Mudanças Climáticas
GBR	CONE	Cost of New Entry	Custo de Novo Entrante
GBR	DESNZ	Department for Energy Security and Net Zero	Departamento de Segurança Energética e Net Zero

Referência	Sigla	Significado	Tradução
GBR	ECC	European Commodity Clearing	Compensação Europeia de Commodity
GBR	FMD	Fuel Mix Disclosure	Divulgação do Mix de Combustível
GBR	FPN	Final Physical Notification	Notificação Física Final
GBR	FTS	Future-To-Spot	Futuro-Para-Spot
GBR	LCCC	Low Carbon Contracts Company	Empresas de Contratos de Baixo Carbono
GBR	NETAs	New Electricity Trading Arrangements	Novos Acordos de Comércio de Eletricidade
GBR	NGESO	National Grid Electricity System Operator	Operador do Sistema Elétrico da Rede Nacional
GBR	OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets	Escritório de Mercados de Gás e Eletricidade
GBR	REGO	Renewable Energy Guarantees of Origin	Garantias de Origem de Energias Renováveis
MER	CDMER	Consejo Director del MER	Conselho Diretor do MER
MER	CEAC	Consejo de Electrificación de América Central	Conselho de Electrificação da América Central
MER	CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica	Comissão Regional de Interconexão Eléctrica
MER	ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	Empresa Nacional de Energia Elétrica (Honduras)
MER	EOR	Ente Operador Regional	Ente Operador Regional
MER	EPR	Empresa Propietaria de la Red	Empresa Proprietária da Rede
MER	Grupo CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Comissão Executiva Hidrelétrica do Rio Lempa (El Salvador)
MER	ICE	Instituto Costarricense de Electricidad	Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica)
MER	RTR	Red de Transmisión Regional	Rede de Transmissão Regional
MER	TDTR	Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real	Transações por Desvios em Tempo Real
ESP	ACER	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
ESP	aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve	Reserva de Restauração Automática de Frequência
ESP	BME	Bolsas y Mercados Españoles	Bolsas de Valores e Mercados Espanhóis
ESP	BSP	Balancing Service Providers	Provedores de Serviços de Equilíbrio
ESP	CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	Comissão Nacional de Mercado e Concorrência
ESP	EEX	European Energy Exchange	Bolsa Europeia de Energia
ESP	EMIR	European Market Infrastructure Regulation	Regulamento de Infraestrutura do Mercado Europeu
ESP	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators	Rede Europeia de Operadores de Redes de Transmissão
ESP	FCR	Frequency Containment Reserve	Reserva de Contenção de Frequência
ESP	IEM	Internal Energy Market	Mercado Interno de Energia
ESP	mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve	Reserva de Restauração Manual de Frequência
ESP	MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Eléctrica	Mercado Ibérico da Energia Elétrica

Referência	Sigla	Significado	Tradução
ESP	MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	Ministério para a Transição Ecológica e o Desafio Demográfico
ESP	NEMO	Nominated Electricity Market Operator	Operador Nomeado do Mercado Elétrico
ESP	OMIE	Operador del Mercado Ibérico - polo Español	Operador do Mercado Ibérico – polo Espanhol
ESP	OMIP	Operador do Mercado Ibérico – pólo Português	Operador do Mercado Ibérico – polo Português
ESP	PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento	
ESP	PHFC	Programa Horário Final Contínuo	
ESP	RCC	Regional Coordination Centres	Centros de Coordenação Regional
ESP	REE	Red Eléctrica de España	Rede Elétrica da Espanha
ESP	RR	Replacement Reserve	Reserva de Reposição
ESP	TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange	Mercado Transeuropeu de Reservas de Reposição
ESP	TYNDP	Ten-Year Network Development Plan	Plano Decenal de Desenvolvimento de Rede
ESP	CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários	
NOR	BRP	Balancing Responsible Parties	Partes Responsáveis de Equilíbrio
NOR	EMR	Electricity Market Reform	Reforma do Mercado de Eletricidade
NOR	MAR	Minimum Acceptance Ratio	Taxa Mínima de Aceitação
NOR	NVE-RME	Norwegian Water Resources and Energy Directorate	Direcção Norueguesa de Recursos Hídricos e Energia
NOR	SDAC	Single-Day Ahead Coupling	Acoplamento Único do Dia Seguinte
NZL	ASX	Australian Securities Exchange	Bolsa de Valores Australiana
NZL	EA	Electricity Authority	Autoridade de Eletricidade
NZL	ECNZ	Electricity Corporation of New Zealand	Corporação de Eletricidade da Nova Zelândia
NZL	MBIE	Ministry of Business, Innovation and Employment	Ministério de Negócios, Inovação e Emprego
NZL	MRAD	Must-Run Dispatch Auction	Leilão de Despacho Obrigatório
NZL	NZECS	New Zealand Energy Certificate System	Sistema de Certificado Energético da Nova Zelândia
NZL	NZ-ETS	New Zealand Emissions Trading Scheme	Esquema de Comércio de Emissões da Nova Zelândia
NZL	NZU	New Zealand Unit	Unidade de Emissões da Nova Zelândia
NZL	NZX	New Zealand's Exchange	Bolsa de Valores da Nova Zelândia
NZL	TPNZ	Transpower New Zealand Limited	
NZL	WITS	Wholesale Information and Trading System	Sistema de Informação e Negociação Atacadista
PJM	CFTC	Commodity Futures Trading Commission	Comissão de Negociação de Futuros de Commodities
PJM	DEC	Decrement Bid	Oferta Decremental
PJM	EPA	Environmental Protection Agency	Agência de Proteção Ambiental
PJM	FPA	Federal Power Act	Lei Federal de Energia
PJM	IMM	Independent Market Monitor	Monitor de Mercado Independente

Referência	Sigla	Significado	Tradução
PJM	INC	Increment Offer	Oferta Incremental
PJM	MPSC	Michigan Public Service Commission	Comissão de Serviço Público de Michigan
PJM	PECO	Philadelphia Electric Company	Companhia Elétrica de Filadélfia
PJM	PP&L	Pennsylvania Power & Light	Energia e Luz da Pensilvânia
PJM	PSE&G	Public Service Enterprise Group	Grupo Empresarial de Serviço Público
PJM	RAC	Reliability Assessment and Commitment	Avaliação de Confiabilidade e Compromisso
PJM	RLR	Retail Load Responsibility	Responsabilidade de Carga no Varejo
PJM	SERC	State Electricity Regulatory Commission	Comissão Reguladora Estadual de Eletricidade
PJM	UTC	Up to Congestion Transaction	Transação Até a Congestão
PJM	WLR	Wholesale Load Responsibility	Responsabilidade de Carga no Atacado
TX	ACT	Annual Capacity Target	Meta Anual de Capacidade
TX	CCF	Capacity Conversion Factor	Fator de Conversão de Capacidade
TX	CIMIS	California Irrigation Management Information System	Sistema de Informações de Gerenciamento de Irrigação da Califórnia
TX	CP	Compliance Premiums	Prêmios de Conformidade
TX	DRUC	Day-Ahead Reliability Unit Commitment	Unit Commitment de Confiabilidade para o Dia Seguinte
TX	ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas
TX	HRUC	Hourly Reliability Unit Commitment	Unit Commitment de Confiabilidade Horário
TX	LFC	Load Frequency Control	Controle de Frequência de Carga
TX	MCL	Minimum Contingency Level	Nível Mínimo de Contingência
TX	NERC	North American Electric Reliability Corporation	Corporação de Confiabilidade Elétrica Norte-Americana
TX	ORDC	Operating Reserve Demand Curve	Curva de Demanda de Reserva Operacional
TX	PBMCL	Probability Below of Minimum Contingency Level	Probabilidade Abaixo do Nível Mínimo de Contingência
TX	PUCT	Public Utility Commission of Texas	Comissão de Serviços Públicos do Texas
TX	QSEs	Qualifies Scheduling Entities	Entidades de Agendamento Qualificadas
TX	SASM	Supplementary Ancillary Services Market	Mercado de Serviços Auxiliares Complementares
TX	SCED	Security Constrained Economic Dispatch	Despacho Económico com Restrições de Segurança
TX	SRR	Statewide Renewable Portfolio Standard Requirement	Requisito de Padrão de Portfólio Renovável Estadual
TX	TCEQ	Texas Commission on Environmental Quality	Comissão de Qualidade Ambiental do Texas
TX	TRE	Texas Reliability Entity	Entidade de Confiabilidade do Texas
TX	VOLL	Value of Loss Load	Valor da Carga Perdida

1. Introdução

1.1. MOTIVAÇÃO

A definição da ordem de acionamento dos recursos de geração (“despacho”) com base nos custos de produção dos geradores foi uma escolha feita no final da década de 90 decorrente de características específicas do sistema elétrico brasileiro: a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deram origem a preocupações com a “otimização do sistema” e à presença de várias empresas estatais compartilhando as mesmas cascatas, que deu origem a preocupações com o exercício de poder de mercado. Com esta escolha, o país adotou um cálculo centralizado dos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios, através de modelos matemáticos. Desta forma, os produtores hidroelétricos – que respondem por aproximadamente 80% da produção de energia do sistema – não tem autonomia para gerenciar o uso dos seus recursos, isto é, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com base nos respectivos custos de oportunidade calculados de forma centralizada pelo mesmo. Estes custos de oportunidade são a principal referência para o cálculo do preço ao qual são “liquidadas” todas as transações de energia de curto prazo do SIN (Sistema Interligado Nacional) realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este preço é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é baseado no despacho definido pelos modelos computacionais em um processo *ex ante*, ou seja, é apurado com as informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e a demanda prevista para cada submercado.

Em 2019, por meio da Portaria MME Nº 403 foi instituído o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) cujo objetivo é implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 1º de janeiro de 2021, dentro deste processo de modernização, o PLD passou a ser calculado diariamente em base horária para cada um dos submercados através do modelo computacional DESSEM. Buscando um aprimoramento contínuo dos modelos, foi criada então a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) cuja finalidade é garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema (ONS). No que se diz respeito ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), este tem evoluído significativamente nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

O atual mecanismo de formação de preço possui o desafio de representar adequadamente toda a complexidade do problema de operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte e a gestão centralizada dos reservatórios muitas vezes produz questionamentos dos agentes quanto à gestão do “risco hidrológico” associado ao atendimento de seus contratos. Além disso, tem-se observado um crescimento exponencial das fontes intermitentes na matriz energética brasileira, o que adiciona uma complexidade ao atual mecanismo de formação de preço, ainda mais com o também exponencial aumento da geração distribuída. A representação desses fatores no atual mecanismo de formação de preços por custo (modelo) pode ser discutida e aprimorada com base em fundamentos e experiências.

A CCEE, com o apoio do Banco Mundial, no âmbito da Segunda Fase do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto Meta II), tomou a iniciativa de estruturar um amplo projeto para apresentar um diagnóstico do atual mecanismo de formação de preço brasileiro e propor melhorias. A empresa PSR foi selecionada em licitação, junto com um consórcio de profissionais e instituições parceiras, para prestar os serviços de consultoria para o **Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro**.

1.2. OBJETIVOS DO PROJETO

Este projeto deve indicar quais seriam os avanços necessários para promover a eficiência econômica no uso dos recursos energéticos e na sinalização econômica dada pelo preço de curto prazo. Complementarmente, almeja uma avaliação das vantagens e desvantagens entre os mecanismos de formação de preço por custo e de formação de preço por oferta no contexto do setor elétrico brasileiro, baseada em análises teóricas, experiências internacionais e em testes computacionais. Finalmente, na eventual adoção do mecanismo de formação de preço por oferta, o projeto deve indicar detalhadamente o melhor arranjo para o mercado brasileiro, inclusive as adequações necessárias ao arranjo do ambiente comercial, regulatório e quais seriam as melhores práticas empresariais.

Na proposta, o despacho comercial associado ao preço da energia elétrica de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), indica o despacho físico, nominando os recursos de geração para atender o consumo (despacho pelo mercado). Esse despacho está sempre sujeito ao redespacho por parte do operador, assegurando o adequado funcionamento do sistema. Além disso, é importante que o projeto enderece pontos nevrálgicos do SIN, no que tange:

- A harmonia/otimização na operação das usinas hidrelétricas;
- Mitigação do poder de mercado (concentração vertical e horizontal);
- A confiabilidade do suprimento de energia no longo prazo;
- A participação ativa da demanda.

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

- Aprofundar o conhecimento setorial sobre os mecanismos de formação de preço, por meio de workshops e treinamentos específicos;
- Aprimorar a eficiência econômica do sinal de preço do setor elétrico brasileiro;
- Mitigar a volatilidade de preços;
- Reduzir os custos totais de operação;
- Incentivar a atratividade de investimentos para o setor elétrico;
- Apresentar um diagnóstico dos avanços necessários para o mecanismo de formação de preço por custo (modelo), bem como possíveis alternativas metodológicas para uma melhor eficiência do sinal de preço;
- Avaliação crítica do mecanismo de formação de preço por oferta no cenário mundial, principalmente em países com predominância hidrelétrica;
- Avaliação detalhada das vantagens e desvantagens entre os mecanismos de formação de preço por custo (modelo) e de formação de preço por oferta no contexto do setor elétrico brasileiro;
- Propor uma metodologia de formação de preços por oferta que atenda as particularidades do setor elétrico brasileiro e que possa conviver com o despacho físico das usinas hidrelétricas. Na

proposta, o despacho comercial associado ao preço da energia elétrica (PLD) passa a definir o despacho físico, sujeito a redespacho por parte do operador para o melhor funcionamento do sistema (nominatão pelo mercado);

- Indicar o arranjo mais adequado para mitigar o poder de mercado;
- Propor um mecanismo para o adequado gerenciamento de risco sistêmico de suprimento considerando o ambiente de preço por oferta;
- Desenvolver ferramentas que permitam avaliar os impactos que podem decorrer de uma eventual migração do mecanismo de formação de preço por custo (modelo) para o mecanismo de formação de preço por oferta;
- Apresentar adequados tratamentos para os contratos legados;
- Apresentar um diagnóstico sobre a consideração direta ou indireta, no processo de formação do preço de energia elétrica de curto prazo, das externalidades associadas aos impactos socioambientais com base em experiências internacionais, de modo a priorizar fontes de geração de menor impacto potencial.

1.3. OBJETIVOS DESTA RELATÓRIO

Este relatório corresponde ao entregável e3r do projeto. Este relatório de “Diagnóstico Preço por Oferta” representa a segunda parte de um diagnóstico dos mecanismos de formação de preços da energia elétrica adotados internacionalmente, com foco especificamente em países que adotam mecanismos de formação de preços “por oferta” (havendo um paralelo importante com o entregável e2r1, que apresentou um diagnóstico similar focado em países com formação de preço “por custo”). Foram selecionados nove sistemas com este fim: Colômbia, Mercado Regional da América Central (MER), Espanha (representando o Mercado Ibérico), Noruega (representando o Nord Pool), Grã-Bretanha, Nova Zelândia, Califórnia, PJM e Texas. Originalmente, a lista incluía Itália e Canadá, no entanto foi acordada a troca para Grã-Bretanha (que apresenta diferenças mais relevantes em relação ao Nord Pool e à Espanha do que a Itália) e Texas (apresenta melhor *trade-off* entre um mercado por ofertas robusto e participação hidrelétrica do que os mercados canadenses com formação de preço por oferta, que possuem uma participação hidroelétrica desprezível).

Entre os principais objetivos da análise apresentada neste relatório, destaca-se:

- Apresentar a regulação dos países no que diz respeito à formação de preços segundo uma estrutura padronizada, que facilite a comparação entre países e que seja capaz de abarcar tanto países com formação de preços “por oferta” quanto formação de preços “por custo”;
- Trazer à tona elementos “híbridos” do desenho de mecanismo de cada país, bem como mudanças importantes no desenho (que tenham sido de fato implementadas ou não);
- Identificar elementos de como o mercado elétrico de curto prazo se relaciona com outros elementos de governança do país – tais como o mercado de contratos, a negociação de outros produtos do setor elétrico, e a relação com os recursos hídricos;
- Descrever as particularidades de cada um dos países, levando em conta similaridades e diferenças que podem facilitar ou dificultar a extração de lições aprendidas para o Brasil.

Este relatório busca apresentar uma visão factual e imparcial destas experiências internacionais, que servirão de base para a construção de recomendações para o Brasil especificamente em entregáveis posteriores do projeto.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

O relatório está organizado nos seguintes capítulos, além desta introdução:

- O Capítulo 2 apresenta um resumo executivo de todos os capítulos subsequentes, com foco em apresentar uma visão comparativa sintética dos países analisados;
- O Capítulo 3 apresenta uma visão geral dos países estudados, em termos da sua realidade física, institucional, composição de mercado, e histórico – importante para contextualizar as escolhas de desenho feitas;
- O Capítulo 4 descreve os procedimentos e mecanismos de despacho e formação de preço da eletricidade no curto prazo;
- O Capítulo 5 trata dos chamados “mercados de longo prazo” ligados ao produto eletricidade, que se relacionam tanto com os sinais de preço de curto prazo quanto com decisões de longo prazo de expansão e planejamento do sistema;
- O Capítulo 6 trata do tema da gestão de recursos hídricos, que no caso do Brasil é intimamente relacionado ao mercado de eletricidade;
- O Capítulo 7 conclui;
- O Capítulo 8 lista as referências utilizadas.

2. Resumo executivo

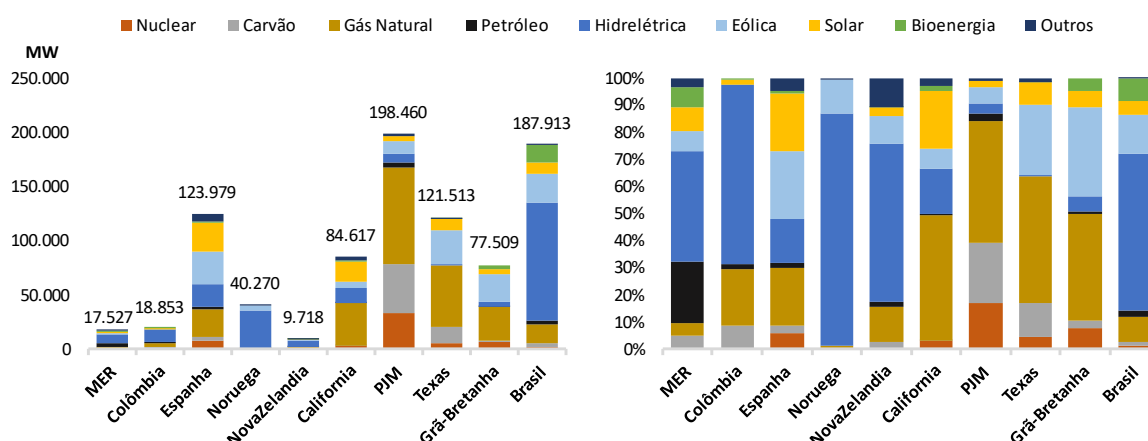
Este resumo executivo consolida os principais elementos dos mercados internacionais baseados em formação de preço por oferta estudados nesse documento: Colômbia, Mercado Regional da América Central (MER), Espanha (representando o Mercado Ibérico), Noruega (representando o Nord Pool), Grã-Bretanha, Nova Zelândia, Califórnia, PJM e Texas. Análises mais detalhadas são apresentadas ao longo dos capítulos 3 a 6, que complementam o resumo comparativo das subseções a seguir.

2.1. CARACTERIZAÇÃO GERAL

A Figura 1 ilustra a matriz energética de cada um dos sistemas analisados, além da matriz brasileira, apresentada para fins comparativos. O PJM é o maior dos sistemas analisados, com uma capacidade instalada bastante próxima a do sistema brasileiro. Os sistemas do Texas e das Espanha também se destacam por sua grande magnitude, seguidos pelos sistemas da Califórnia e Grã-Bretanha, que possuem dimensões medianas comparado ao grupo.

Em termos tecnológicos, os sistemas apresentam características bastante diversificadas. O PJM possui um mix energético majoritariamente termoelétrico. Califórnia, Texas e Grã-Bretanha apresentam forte base de usinas a gás natural e presença marcante de tecnologias renováveis. A Espanha se destaca pelo elevado percentual de fontes renováveis não-convencionais, enquanto Colômbia, Noruega e Nova Zelândia contam com participação de recursos hídricos muito elevada – em níveis comparáveis ao Brasil e até maiores. Em especial, o sistema norueguês se distingue por possuir um sistema quase totalmente renovável, composto ativos predominantemente por recursos hídricos e eólicos. Cabe mencionar que o MER é composto por diversos países, cada um com suas características, mas a presença de hidrelétricas no mix energético da região é bastante relevante.

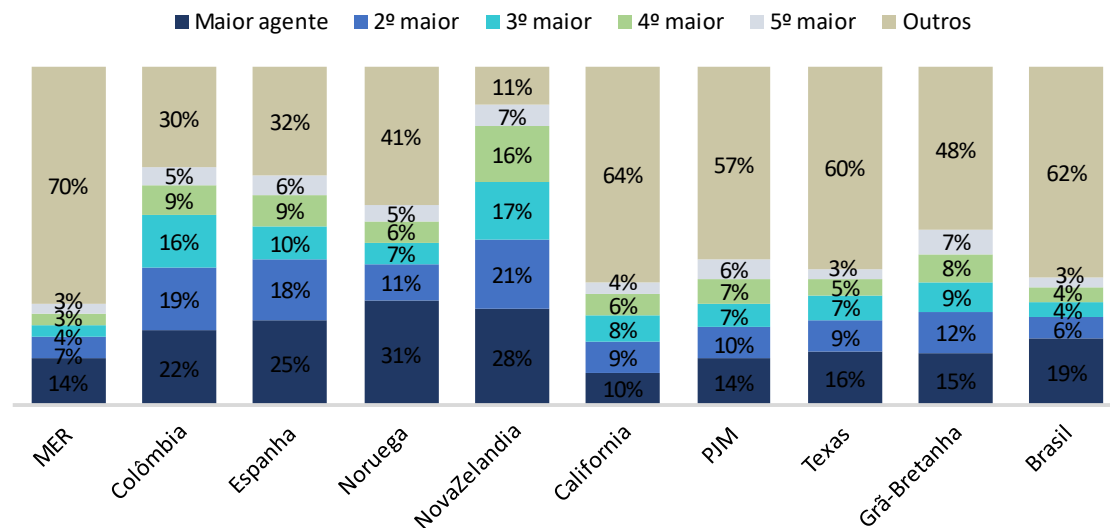
Figura 1: Gráfico comparativo de capacidade instalada por tecnologia e participação de cada tecnologia nos sistemas analisados. Fonte: Elaboração própria com dados de [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8]



Em termos de concentração de mercado, o Brasil figura como um dos sistemas mais diversificados, junto ao MER, Califórnia, PJM e Texas – mercados onde as 5 maiores empresas detêm algo entre 30%-40% aproximadamente da capacidade instalada do sistema. A Colômbia, a Espanha e a Nova Zelândia

apresentam níveis de concentração de mercado bastante elevados – com especial destaque para a Nova Zelândia, onde os 5 maiores players possuem quase 90% do potencial de geração nacional. A Noruega e a Grã-Bretanha figuram como sistemas intermediários.

Figura 2: Gráfico comparativo de concentração de mercado nos sistemas analisados. Fonte: Elaboração própria com dados de [1], [4], [5], [6], [7], [9], [10], [11], [12], [13], [14], [15]



2.2. FORMAÇÃO DE PREÇO

A Tabela 1 apresenta, de maneira resumida, as principais características da formação de preço nos sistemas analisados.

Tabela 1: Quadro comparativo da caracterização base da formação de preços nos sistemas analisados.

Quesito	COL	MER	ESP	NOR	GBR	NZL	CA	PJM	TX
Iterações de mercado	Simples	Simples	Múltipla	Múltipla	Múltipla	Simples	Múltipla	Dupla	Dupla
Diferença modelo fís. e fin.	Parâmetro	Não há	Parâmetro	Parâmetro	Parâmetro	Não há	Não há	Parâmetro	Não há
Resolução temporal	Horário	Horário	Horário	Horário	30min	30min	5min	5min	5min
Resolução espacial	Único	Zonal	Zonal	Zonal	Único	Nodal	Nodal	Nodal	Nodal
Curva quant-preço	Limitada	Limitada	Limitada	Flexível	Limitada	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível
Otimização de armazenamento	Explícita	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Explícita	Não inclui	Não inclui
Produto reserva	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Sensível a preço	Sensível a preço	Sensível a preço	Sensível a preço

A maioria dos sistemas analisados apresenta iterações duplas ou múltiplas, com liquidações em um Mercado do Dia Seguinte e um Mercado em Tempo Real. A Califórnia apresenta um terceiro mercado denominado Mercado de Quinze Minutos, que ocorre pouco antes do Mercado em Tempo Real, e também implica obrigações financeiras e uma etapa adicional de liquidação. Os mercados europeus (Ibérico, Nord Pool e Grã-Bretanha) contam, além dos Mercado do Dia Seguinte e Mercado em Tempo Real, com um Mercado Intradiário. O Mercado Intradiário conta, tipicamente, com dois formatos adotados concomitantemente¹: leilões com horários programados e um mercado contínuo, onde os produtos energéticos podem ser transacionados a qualquer momento (até 1 hora antes do período de entrega). À exceção, os mercados da Colômbia, Nova Zelândia e MER utilizam uma única iteração – os dois primeiros de maneira *ex post* com base nos dados realizados durante a operação, e o último no Mercado de Dia Seguinte.

Em termos de preços, Colômbia, Noruega, Espanha e MER utilizam preços horários e com baixa discretização espacial (um único preço ou preços zonais), enquanto os mercados norte-americanos (Califórnia, PJM e Texas) adotam um alto grau de detalhamento com preços nodais a cada 5 minutos. Nova Zelândia e Grã-Bretanha apresentam características intermediárias, com preços a cada 30 minutos, nodal na Nova Zelândia e único na Grã-Bretanha.

Na Colômbia, MER e mercados europeus (Espanha, Nord Pool e Grã-Bretanha) as ofertas de curva quantidade-preço são limitadas, no sentido de que não é possível detalhar diretamente as características das usinas. Usualmente, a quantidade de pontos na curva é relativamente baixa e a declaração de outros parâmetros da usina é restrita. Em contraste, a Nova Zelândia e os mercados norte-americanos (Califórnia, PJM e Texas) permitem ofertas flexíveis, com a possibilidade de maior detalhamento da curva oferta-demanda (mais pares preço-quantidade podem ser ofertados) e de restrições operativas das centrais.

Em termos de armazenamento, a maioria dos sistemas analisados não incluem a otimização de recursos de armazenamento em seus modelos de despacho, ficando a cargo dos proprietários dos ativos o gerenciamento dos seus sistemas através das ofertas apresentadas no mercado. No entanto, a Colômbia e a Califórnia otimizam o uso dos sistemas de armazenamento no seu programa de otimização de despacho, permitindo a esses agentes ofertas específicas com detalhamento técnico dos recursos.

Por fim, a Colômbia, MER e mercados europeus (Espanha, Nord Pool e Grã-Bretanha) alocam os produtos relacionados a reserva de forma separada a otimização do mercado de energia. Por outro lado, a Nova Zelândia e os mercados norte-americanos (Califórnia, PJM e Texas) co-otimizam a alocação dos produtos de reserva e de energia, e adotam um modelo de alocação sensível a preço (onde a quantidade de produto reserva a ser alocada não é pré-determinada, mas sim depende das ofertas apresentadas).

De forma geral, é possível notar dois padrões distintos de abordagem: os mercados europeus (Espanha, Nord Pool e Grã-Bretanha) priorizam a representação do problema de despacho como um problema financeiro, abstraindo a maior parte das características físicas particulares do sistema elétricos,

¹ Usualmente, interrompe-se o mercado contínuo temporariamente nos horários programados em que os leilões estão em andamento.

enquanto os mercados norte-americanos (Califórnia, PJM e Texas) utilizam uma representação sofisticada do sistema, com detalhamento das suas características físicas e das restrições técnicas dos geradores. A Colômbia, o MER e a Nova Zelândia ficam no meio do caminho, com os dois primeiros sistemas se assemelhando mais ao modelo europeu, e o último ao modelo americano.

2.3. MERCADOS DE LONGO PRAZO

A Tabela 2 apresenta, de forma resumida, os produtos de longo prazo e as formas de contratação nos sistemas analisados.

Tabela 2: Resumo de produtos de longo prazo e formas de contratação nos sistemas analisados.

Quesito	COL	MER	ESP	NOR	GBR	NZL	CA	PJM	TX
Produto confiabilidade	Leilão	Não há	Não há	Não há	Leilão	Não há	Não há	Leilão	Não há
Produto energia limpa	Crédito carbono	Não há	Não há	REC	Licença emissão	Licença emissão	REC	REC	REC
Contratação mercado regulado	Leilão	Não se aplica	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há	Não há
Mercado de derivativos	Bolsa e balcão	Não há	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão	Bolsa e balcão

A maioria dos mercados analisados não apresenta um produto confiabilidade, funcionando como mercados *energy-only*² – característica inversa ao observado nos sistemas do Relatório e2r, onde foram analisados mercados que adotam formação de preço “por custo”. Os sistemas que possuem um produto confiabilidade são a Colômbia, a Grã-Bretanha e o PJM, em todos os casos negociados via leilão – a Grã-Bretanha e o PJM também permitem a negociação do produto confiabilidade via contratos bilaterais. Enquanto os modelos colombiano e inglês exigem como contrapartida a disponibilidade dos agentes em momentos críticos para o sistema, a obrigação no PJM é de apresentação de oferta no Mercado do Dia Seguinte. A Califórnia, embora não tenha um produto de confiabilidade propriamente, possui um requisito de contratação antecipada da demanda.

No aspecto energia limpa, quase todos os sistemas adotam algum tipo de incentivo. A Colômbia utiliza créditos de carbono. Grã-Bretanha e Nova Zelândia impõe limites de emissão de gases de efeito estufa e permite a comercialização de licenças de emissão. A Noruega, Califórnia, PJM e Texas trabalham com certificados de energia limpa (REC), na maioria dos casos acompanhados de uma obrigação de contratação por parte da demanda.

² Mercados *energy-only* são mercados onde existe apenas o produto energia – isto é, não há nenhum tipo de produto relacionado à confiabilidade (como lastro, capacidade ou potência firme).

Um aspecto interessante é que em todos os sistemas, exceto Colômbia, não há diferenciação entre mercado livre e mercado regulado. Todo consumidor pode escolher livremente a comercializadora que deseja para lhe suprir e a mesma é responsável pela contratação de energia (via contratos ou mercado atacadista). Na Colômbia, único sistema em que há a separação, a demanda do mercado regulado deve ser contratada via leilão obrigatoriamente. Além disso, todos os mercados (exceto MER) permitem a comercialização de derivativos de energia, que pode ocorrer tanto através de bolsa de valores, quanto via balcão. Os derivativos costumam ser bastante usados para gerenciar a volatilidade dos preços de energia no mercado atacadista.

2.4. RECURSOS HÍDRICOS

A Tabela 3 apresenta um resumo das características gerais dos recursos hídricos nos sistemas analisados.

Tabela 3: Resumo das características gerais dos recursos hídricos nos sistemas analisados.

Quesito	COL	MER	ESP	NOR	GBR	NZL	CA	PJM	TX
Múltiplos proprietários na cascata?	Sim	Não aplica	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Usos múltiplos	Pode interferir	Não aplica	Pode interferir	Limites licença	Limites licença	Limites licença	Limites licença	Limites licença	Limites licença

Com exceção da Grã-Bretanha, todos os sistemas apresentam múltiplos proprietários em uma mesma cascata. No entanto, na maioria dos casos são poucas empresas que dividem uma cascata (2 ou 3), ou ao menos os grandes ativos nela presentes (ativos de grande porte e com capacidade de regulação), e há uma grande concentração de ativos sob gestão de empresas públicas.

Com relação ao “valor da água”, este é sempre responsabilidade dos agentes, que devem refletir seu custo de oportunidade nas ofertas apresentadas no mercado. Além disso, como na maioria dos mercados o armazenamento não é representado e otimizado no modelo de despacho, o gerenciamento dos reservatórios fica a cargo dos geradores, que costumam ter grande liberdade nesse processo. A maioria dos sistemas adota o uso de licenças ou direitos de uso da água, onde são definidos limites de segurança de operação. Evidentemente, há prioridades no uso da água e, em casos extremos, é possível haver algum tipo de interferência, mas isso não está previsto e deve ser delimitado a casos muito excepcionais. No entanto, na Colômbia e no Mercado Ibérico, há previsão de regras e mecanismos pré-estabelecidos que permitem a interferência direta na operação da usina em casos que se identifique risco de desabastecimento.

3. Caracterização dos mercados estudados

3.1. NOTAS METODOLÓGICAS

3.1.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

Cada sistema é descrito em termos de “grandes números”, tipicamente expressos em unidades de potência (MW ou GW). Em particular, busca-se representar a composição tecnológica do parque gerador em termos de potência instalada dos principais grupos de tecnologias:

- *Combustíveis fósseis* tendem a ser a principal fonte de geração na maior parte dos países, e englobam em particular geração baseada em carvão, gás natural, e combustíveis líquidos. Para cada país se apresentam subdivisões mais detalhadas desta categoria.
- *Renováveis intermitentes* são um segmento em forte expansão em virtualmente todos os países, sendo composto fundamentalmente pelas fontes solar e eólica. Estas fontes são caracterizadas por um custo marginal de operação virtualmente nulo, fatores de capacidade relativamente baixos, e pouca flexibilidade no curto prazo (sujeitas à disponibilidade de recurso a cada minuto).
- *Hidrelétricas* têm a característica particular de ter elevada flexibilidade operativa no curtíssimo prazo, já que mesmo pequenas hidrelétricas possuem capacidade de regularização de algumas horas ou dias (ao passo que as grandes hidrelétricas com reservatório podem controlar seu perfil de geração em escala de tempo de meses).
- *Geração de base não-fóssil* compõem o restante do parque gerador, majoritariamente composta (a depender do país) por geração geotérmica, nuclear ou a biomassa.

Cabe observar que, ao caracterizar o parque gerador dos diferentes países, tipicamente não existe uma forma clara de se representar os recursos energéticos distribuídos localizados “atrás do medidor” – o que pode resultar em uma capacidade às vezes significativa que não é contemplada nesta estatística. Para este levantamento, utilizou-se as metodologias oficiais de cada país, que de um modo geral simplesmente não incorporam ativos “atrás do medidor” nesta representação.

3.1.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Para cada país selecionado, são apresentadas as principais instituições que conformam o setor elétrico nacional. De um modo geral, a maior parte dos países possui instituições que cumprem os seguintes papéis (ainda que esta hierarquia não seja rígida e esteja sujeita às particularidades locais):

- Uma entidade com fins de política energética, tipicamente associada ao poder executivo (ministério, secretaria ou afim). Esta entidade pode ter mais ou menos atribuições técnicas em função da estrutura institucional de cada país.
- Uma entidade reguladora, responsável por toda a normativa infralegal relevante para o setor elétrico e devidamente empoderada para assegurar que as regras sejam cumpridas.
- Uma entidade responsável pela operação do sistema, empoderada para realizar manobras em tempo real e tomar decisões que impactam os agentes física e financeiramente. Em alguns países, há a separação entre a atividade de operação do sistema físico e a operação financeira do mercado de energia em duas instituições.

Quando relevante para algum país específico, destacou-se também outras entidades, mantendo o foco em entidades com relação mais íntima com as atividades núcleo e tomada de decisão no que diz respeito ao setor elétrico (omitindo entidades e instituições com papel mais tangencial).

3.1.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

O objetivo desta seção é apresentar uma caracterização da concentração de mercado no setor, com foco no segmento de geração – observando que a concentração de mercado é um driver importante das escolhas de desenho do regulador. Um dos índices que é utilizado na literatura em análises como esta é a “*Concentration Ratio*” CR_n , ou razão de concentração, que representa a participação de mercado combinada das n principais empresas do mercado – que é representativo, portanto, do quão dominante seria um conluio entre os n maiores participantes do sistema. Na prática, focou-se neste levantamento em identificar as 5 empresas mais relevantes de cada país, identificando-as individualmente – o que permite calcular não apenas o índice CR_5 , como também outros índices desta mesma série (como CR_1 e CR_3).

Uma limitação é a forma como é feita a agregação do setor de geração – afinal, o índice pode variar bastante se for calculado em termos de geração média ou em termos de potência firme, por exemplo. De modo a padronizar a análise nos diferentes países, em geral priorizou-se a representação de indicadores em termos de potência instalada – já que esta é uma métrica disponível para a maioria dos países e menos afetada por flutuações na disponibilidade de recurso renovável. Embora a potência instalada possa sobrestimar a contribuição de fontes com fator de capacidade mais baixo (como algumas formas de geração solar ou a geração com combustíveis líquidos), para esta análise comparativa entre os países ela já pode trazer insights relevantes.

Uma forma de mitigar as limitações desta análise baseada na potência instalada é representar um detalhamento maior por grupos de tecnologia – esta informação é apresentada (sujeito à disponibilidade de informações), utilizando uma subdivisão análoga à apresentada na seção 3.1.1. Nota-se que, não raro, as características de concentração de mercado para subgrupos de tecnologias podem ser diferentes das características no mercado como um todo. Por exemplo, em alguns países usinas hidrelétricas, nucleares e/ou geotérmicas são consideradas tecnologias estratégicas, o que restringe a propriedade de tais ativos (resultando em maiores índices de concentração). No outro extremo, é comum que o mercado de tecnologias renováveis não-convencionais seja mais pulverizado, já que sua expansão mais recente muitas vezes permitiu uma maior entrada de novos participantes no mercado.

Vale destacar ainda que toda esta análise é focada exclusivamente no setor de geração de larga escala, que é mais diretamente afetado pelas regras de formação de preço no mercado de curto prazo. Na prática, entretanto, a interação envolvendo outros segmentos de mercado pode também ter um papel nos resultados do sistema – particularmente considerando (como explorado no capítulo 5) os elementos que fazem a “ponte” entre os sinais de preço de curto prazo e as decisões de longo prazo do sistema.

3.1.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Outra característica dos mercados de energia que pode ser difícil de capturar de forma sistemática é o histórico de cada país – há diferentes tipos de evento que passam a fazer parte da memória coletiva do setor elétrico em diferentes países, e que podem ter grande influência sobre as escolhas de desenho.

Há dois principais grupos de eventos que buscou-se destacar aqui, chamando a atenção unicamente para os marcos mais relevantes e que tiveram maior influência sobre o setor: (i) os eventos de natureza *física* (situações de sobreoferta deprimindo os preços e situações de falta de oferta levando a aumentos de preço e por vezes racionamentos), e (ii) os eventos de natureza *regulatória* (introdução de novas regras, mudanças de regras vigentes, e eventos similares).

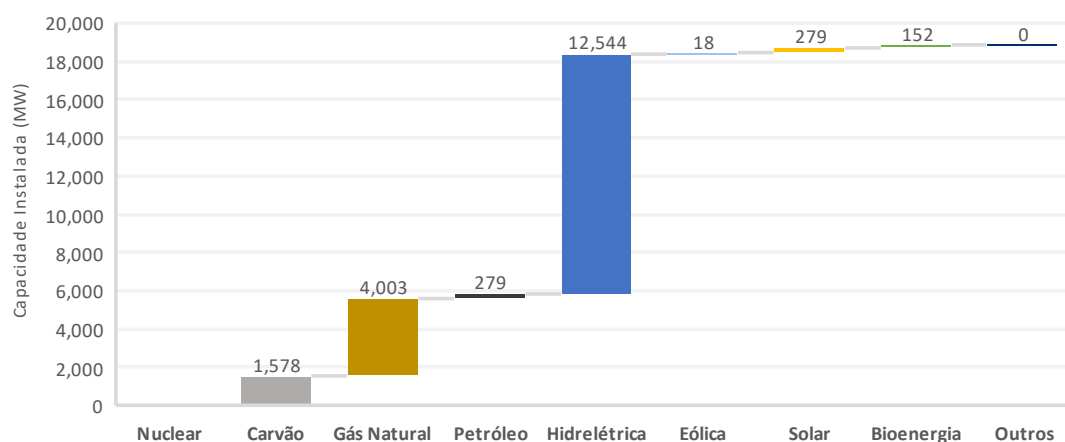
Como motivador inicial para esta discussão do histórico, ilustra-se a evolução histórica dos preços de energia em cada país, apresentada em base mensal e junto com alguns dos principais *drivers* de preço (como a taxa de câmbio) quando aplicável.

3.2. COLÔMBIA

3.2.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O sistema elétrico colombiano é um sistema majoritariamente hídrico, complementado por térmicas a gás e a carvão. Atualmente, o país conta com uma capacidade instalada de aproximadamente 19 GW, dos quais 67% são provenientes de usinas hidrelétricas. As térmicas somam 31%, sendo 21% usinas a gás natural, 8% centrais a carvão, e apenas 1% geradores a combustíveis líquidos. As energias renováveis ainda são incipientes no país, que vem buscando estimular investimentos nessas fontes. Atualmente, totalizam menos de 2% da capacidade total.

Figura 3: Capacidade instalada na Colômbia por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [1].



3.2.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem 5 órgãos que desempenham um papel importante no quadro institucional do setor energético colombiano: o Ministério de Minas e Energia (MinMinas), Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG), Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares (SSPD), Unidade de Planejamento Energético Mineiro (UPME), e Empresa de Especialistas de Mercado (XM).

Figura 4: Caracterização institucional do setor elétrico da Colômbia. Fonte: Elaboração própria.



MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA

O Ministério de Minas e Energia (MinMinas) é o órgão responsável pela formulação de políticas energéticas, além de coordenar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, buscando o uso racional da energia e o desenvolvimento de fontes alternativas. Algumas das suas funções incluem a formulação de políticas nacionais, a adaptação de planos de desenvolvimento para os setores de minas e energia de acordo com a política do Governo Nacional e a divulgação de políticas, planos e programas setoriais.

CREG

A Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é a reguladora do mercado de energia. A instituição deve promover a concorrência entre prestadores de serviços públicos, de forma que as operações de monopólio ou de livre concorrência sejam economicamente eficientes. Dentre suas funções, está promover a publicação de regulamentos que regem os setores da energia e do gás. A comissão conta com o acompanhamento de oito especialistas em energia, com dedicação exclusiva, escolhidos pelo Presidente da República.

UPME

A Unidade de Planejamento Energético Mineiro (UPME), também vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é a entidade responsável pelo planejamento dos setores energético e mineral, elaborando planos de expansão energética, estudos técnicos, além de apoiar políticas públicas relacionadas ao desenvolvimento energético. Além disso, a UPME coordena a informação do setor com os agentes e stakeholders.

XM

A XM, subsidiária do Grupo ISA³, é regulada pela CREG e tem como atividade principal a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do Centro Nacional de Despacho (CND), e a administração do mercado atacadista de energia, incluindo transações internacionais de energia, através do Administrador do Sistema de Bolsa Comercial (ASIC) e da Liquidação e Administração de Contas (LAC). Suas funções incluem otimizar o uso de recursos para a prestação do serviço elétrico, realizar análises elétricas e energéticas sobre o comportamento esperado do sistema, gerenciar as transações comerciais de energia e programar diariamente a operação do SIN.

SSPD

A Superintendência de Serviços Públicos Domésticos (SSPD) exerce funções de fiscalização e controle sobre entidades e empresas prestadoras de serviços públicos domiciliares de aquedutos, esgotos, energia e gás. Algumas das suas funções relacionadas com o setor energético incluem acompanhar o cumprimento dos contratos celebrados entre empresas e utilizadores, avaliar a gestão técnica, operacional, administrativa e financeira das empresas, solicitar soluções para falhas na prestação de serviços, monitorar se as taxas cobradas aos usuários estão sujeitas às disposições das comissões reguladoras e a investigar e sancionar empresas, administradores e membros de seus conselhos de administração, quando violarem as regras.

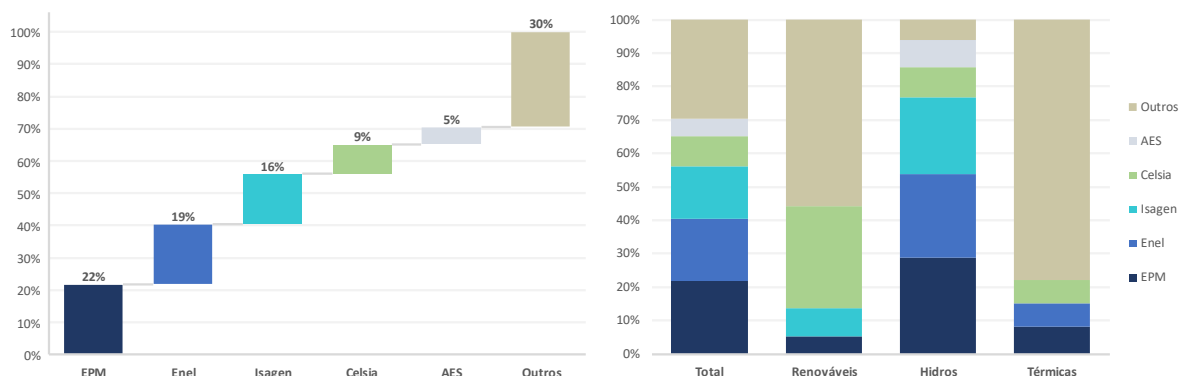
3.2.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Atualmente, existem 80 agentes atuando na atividade de geração na Colômbia, grande parte empresas privadas. O nível de concentração de mercado é bastante elevado, com as 3 maiores empresas do país (Empresas Públicas de Medellín, Enel e Isagen) reunindo quase 60% da capacidade instalada total do país, e as 5 primeiras (somam-se às anteriores Celsia e AES) totalizando 70%.

Em termos tecnológicos, destaca-se que as 5 maiores empresas são responsáveis por quase 95% da capacidade de geração hidrelétrica do país (que por sua vez representa 67% da capacidade de geração nacional, como visto em 3.2.1). As renováveis também apresentam elevada concentração, com 3 das 5 empresas anteriores detendo perto da metade da capacidade total – com especial destaque para a Celsia. Quanto aos ativos térmicos, estes são os mais pulverizados.

³ O Grupo ISA, oficialmente denominado Interconexão Elétrica, é um grupo empresarial colombiano de transmissão de energia, concessionária rodoviária, e gestão de tecnologia da informação e telecomunicações.

Figura 5: Participação das principais empresas no setor de geração da Colômbia em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [1].



EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN (EPM)

A EPM é uma empresa estatal, propriedade única do Município de Medellín. Foi fundada em 1955 como uma instituição pública independente. A empresa possui 39 usinas em operação, que ao todo representam 22% da capacidade instalada do país. Quase 90% da capacidade geradora da EPM provém de usinas hidrelétricas. Há também alguma capacidade de geração a gás natural, a carvão, biocombustíveis e eólica, mas em proporção muito menor.

ENEL

A ENEL, multinacional italiana de propriedade privada, possui 24 usinas em operação na Colômbia, que representam 18% da capacidade instalada do país. As usinas hidrelétricas somam quase 90% da capacidade da qual a ENEL é proprietária. A capacidade restante é composta por térmicas a gás natural e carvão.

ISAGEN

Isagen é uma empresa privada de geração na Colômbia, que possui a EPM como um de seus acionistas. A empresa possui 19 usinas em operação, que correspondem a cerca de 16% da capacidade instalada total do país. Destas, há 2 centrais solares, 2 centrais eólicas, e 15 hidrelétricas. No entanto, cabe destacar que as hidrelétricas somam quase 99% da capacidade de geração da empresa.

CELSIA

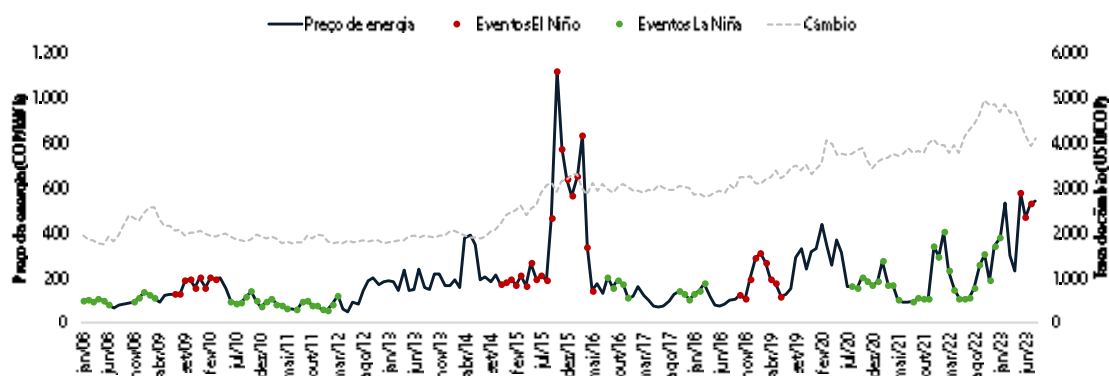
Celsia é uma empresa privada que possui 47 usinas em operação na Colômbia, representando 9% da capacidade instalada total do país. Cerca de 67% dessa capacidade é composta por usinas hidrelétricas, que são complementadas por térmicas a gás natural, centrais solares, térmicas a carvão e bioenergia, nessa ordem de importância. A companhia se destaca com a principal detentora de ativos renováveis não-convencionais do país, embora estas tecnologias ainda sejam muito incipientes no sistema colombiano.

3.2.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

HISTÓRICO DE PREÇOS

Uma das principais características dos preços spot de energia na Colômbia é a alta volatilidade no médio prazo, como é de se esperar para um sistema energético altamente hidroelétrico. Durante meses ou anos os preços permanecem relativamente estáveis, sem grandes picos, mas ocasionalmente eventos hidrológicos graves resultam em preços elevados por longos períodos. Isto é ilustrado na Figura 6: o fenômeno El Niño impulsionou os preços para cima durante um período seco que durou vários meses em 2009-2010, 2015-2016 e 2018-2019. A diferença no nível de preços entre os eventos de 2015-2016 e 2009-2010 / 2018-2019 se deve a uma mudança no mix de geração utilizado para atender a demanda. Nos eventos El Niño de 2009-2010 e 2018-2019, a geração a gás natural foi o principal recurso para atendimento da demanda, enquanto as centrais a combustíveis líquidos foram as unidades marginais durante grande parte do evento de 2015-2016. Isto deveu-se à escassez de gás como recurso de geração por razões nessa época, motivada por atraso no desenvolvimento de infraestrutura e priorização do fornecimento de gás a outros setores. Mais recentemente, a chegada do El Niño em meados de 2023 provocou um novo aumento nos preços: o preço médio em 2023 (janeiro-agosto) está acima de 100 USD/MWh.

Figura 6: Histórico do preço de energia na Colômbia. Fonte: Elaboração própria com dados de [16], [17], [18].



A CRIAÇÃO DOS LEILÕES RENOVÁVEIS E A FALHA DO PRIMEIRO LEILÃO

O primeiro leilão renovável foi realizado em 2018 e ofereceu contratos de 12 anos. O produto era definido como uma quantidade anual, onde o comprador se comprometia a comprar toda a geração da usina, a um preço fixo, ajustado pela inflação colombiana. As quantidades ofertadas por cada gerador eram alocadas proporcionalmente a cada comprador de acordo com suas ofertas de compra. Desta forma, todos os geradores estabeleceriam contratos com todas as comercializadoras e vice-versa. Esta diversificação contribui para a mitigação do risco de contraparte. Além disso, havia um preço-teto divulgado apenas após a realização do leilão.

Além dos procedimentos descritos acima, a Resolução CREG 020 de 2019 estabeleceu uma etapa final de verificação da concentração de mercado, visando garantir que o leilão fosse de fato um procedimento competitivo. Isto deverá ser alcançado através do cumprimento dos três indicadores:

1. Indicador de participação: mede a proporção de agentes independentes participantes do lado da oferta do leilão sobre o total de ofertas.
2. Índice de concentração de oferta: mede o grau de concentração da curva de oferta agregada levando em consideração as quantidades ofertadas pelos participantes que foram contabilizadas para determinação do preço de equilíbrio do leilão (“vencedores”) e a primeira oferta não classificada.
3. Indicador de dominância: estabelece um limite superior de participação máxima para o vendedor com maior participação no lado da oferta.

Este primeiro leilão, no entanto, foi marcado pela falta de sucesso, tendo sido finalizado “vazio”. A falta de interesse por parte dos compradores foi provavelmente a principal causa do fracasso do leilão: embora todos os comercializadores e mesmo os grandes consumidores pudessem participar apresentando ofertas de compra, apenas oito agentes participaram no leilão do lado da demanda. Apesar da perspectiva de contratação de energia a preços potencialmente substancialmente inferiores aos atuais, o interesse foi baixo, provavelmente devido a uma combinação de fatores:

- Ao proteger o gerador do risco relacionado com a variabilidade da sua produção (renovável), o risco automaticamente passa a ser absorvido pelo comprador do contrato - o que afeta a disposição a pagar dos agentes e pode levá-los não participar do leilão se não estiverem preparados para quantificar e se proteger dos riscos envolvidos;
- Embora existam incentivos fiscais para o desenvolvimento de energias renováveis desde 2014, não havia uma política pública e centralizada para o desenvolvimento de energias renováveis;
- Os custos de transação associados à participação no leilão, como o cumprimento de burocracia e a apresentação de garantias potencialmente onerosas, não justificaram o esforço - afinal, os comercializadores podem adquirir contratos de energia semelhantes em processos de licitação.

Conclui-se que este conjunto de fatores levou a uma disposição a pagar muito baixa dos compradores neste leilão, insuficiente para remunerar a maior parte dos projetos propostos. Como resultado, a curva da demanda coincidiu com a curva da oferta num ponto em que a quantidade contratada era baixa - levando a índices de competitividade insuficientes.

Tendo em conta o processo e os resultados do primeiro leilão, as autoridades colombianas implementaram alterações em algumas das características do leilão para a segunda rodada, que ocorreu em outubro de 2019. O modelo atual de leilão é descrito em 5.2.2.

3.3. MERCADO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL (MER)

O Mercado Elétrico Regional (MER), criado em maio de 2000, é regulado pelo Tratado Marco e compreende um mercado para transações internacionais de eletricidade entre 6 países da América Central (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua e Panamá). O Tratado Marco, aprovado entre 1997 e 1998 pelos congressos dos 6 países participantes do MER, estabeleceu as instituições regionais responsáveis pela operação e regulação do mercado: o Ente Operador Regional (EOR) e a Comissão Regional de Interconexão Elétrica (CRIE), respectivamente, além de definir a Empresa Proprietária da Rede (EPR) como desenvolvedora do sistema de interconexão entre os países, a infraestrutura SIEPAC, que compreende cerca de 1.789 km de linhas de transmissão de 230 kV que ligam 15 subestações nos países da região, com capacidade de transporte de 300 MW. Cerca de 28% da

longitude do SIEPAC se encontra no território da Costa Rica, 17% da Nicaragua, 16% de El Salvador, 16% da Guatemala, 15% de Honduras e 8% do Panamá.

Figura 7: Infraestrutura do SIEPAC no MER. Fonte: [19].

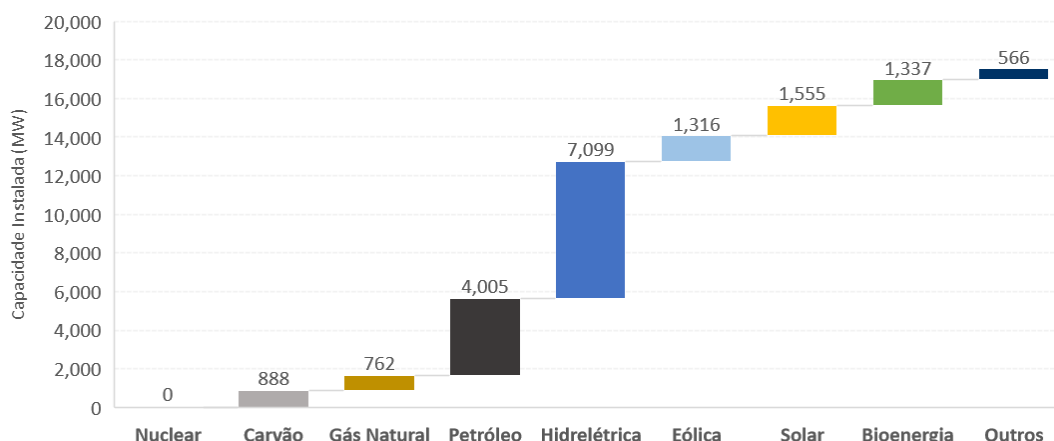


3.3.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

No final de 2022, o sistema do MER possuía cerca de 17,5 GW de capacidade instalada no total, dentre os quais 41% são provenientes de usinas hidrelétricas, 23% de combustíveis líquidos, 9% de solares, 8% de biomassa, 8% de eólicas, 5% de carvão, 4% de gás natural e 3% de geotérmicas.

Em termos de distribuição regional, o Panamá concentra 24% da capacidade instalada do MER e é composto principalmente de hidrelétricas (43%), combustíveis líquidos (17%) e solares (14%); a Guatemala representa 20% da capacidade e é composta principalmente de hidrelétricas (43%), biomassa (19%) e combustíveis líquidos (18%); a Costa Rica possui 18% da capacidade do MER e é composta principalmente de usinas hidrelétricas (68%) e eólicas (13%); Honduras representa 17% da capacidade e possui em sua grande maioria combustíveis líquidos (33%), hidrelétricas (30%) e solares (17%); El Salvador concentra 14% da capacidade do MER e possui principalmente combustíveis líquidos (28%), hidrelétricas (25%), gás natural (15%) e solares (14%); por fim, a Nicaragua representa 7% da capacidade instalada e é composta principalmente por combustíveis líquidos (52%), eólicas (15%) e biomassa (12%).

Figura 8: Capacidade instalada no MER por tecnologia em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados de [2].



3.3.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem 5 autoridades regionais que fazem parte do MER e atuam na regulação, administração, operação e planejamento do mercado: Ente Operador Regional (EOR), Comissão Regional De Interconexão Elétrica (CRIE), Empresa Proprietária da Rede (EPR), Conselho Diretor do MER (CDMER) e Conselho de Electrificação da América Central (CEAC). Suas funções e atribuições estão descritas a seguir.

Figura 9: Caracterização institucional do setor elétrico do MER. Fonte: Elaboração própria.



ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)

O EOR é responsável pelo despacho e intercâmbios de eletricidade entre os países, na qualidade de administrador do mercado. A entidade está sediada em San Salvador, El Salvador. Entre suas funções, estão: fortalecer o relacionamento com clientes e aliados estratégicos; melhorar o gerenciamento do MER; promover a implementação do Regulamento Regional; implementar o planejamento de expansão

regional; fortalecer os recursos humanos, infraestruturas e governança corporativa; e garantir a suficiência financeira do MER.

COMISSÃO REGIONAL DE INTERCONEXÃO ELÉTRICA (CRIE)

O CRIE é responsável pela regulação das relações comerciais entre as instituições públicas e privadas vinculadas ao sistema do MER e pela fixação de tarifas no mercado. A instituição possui sede na Cidade da Guatemala. Seus objetivos incluem promover o cumprimento do Tratado Marco, assim como de seus regulamentos e instrumentos complementares, e garantir o desenvolvimento, consolidação, transparência e bom funcionamento do MER.

EMPRESA PROPRIETÁRIA DA REDE (EPR)

A EPR é uma entidade público-privada responsável pelo desenvolvimento e construção do projeto SIEPAC e pela operação do sistema, constituído pelas empresas elétricas dos países membros e associados. A EPR está sediada em San José, Costa Rica.

CONSELHO DIRETOR DO MER (CDMER)

O CDMER é o órgão responsável por desenvolver o MER e facilitar o cumprimento dos compromissos estabelecidos no Tratado Marco, bem como coordenar a inter-relação com as restantes organizações regionais: a CRIE e o EOR. Entre suas funções, se encontra a definição de políticas relativas ao MER, definindo os objetivos e os meios que devem ser utilizados para realizá-los, os quais devem ser implementados pela CRIE e pelo EOR, de acordo com as funções de cada entidade e dentro dos limites do Tratado Marco e seus protocolos.

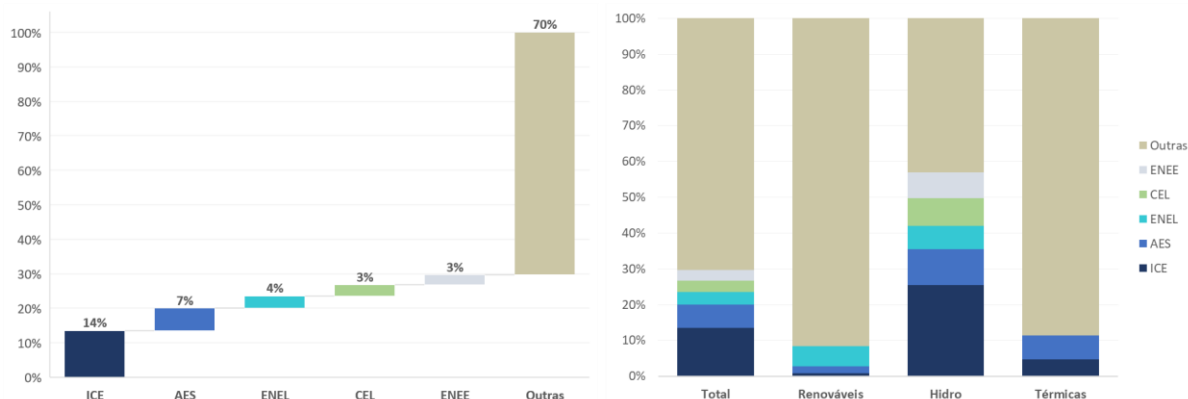
CONSELHO DE ELECTRIFICAÇÃO DA AMÉRICA CENTRAL (CEAC)

O CEAC apoia as demais instituições do MER e é responsável por realizar estudos de planejamento indicativo e projetos de eletrificação regional para incentivar o seu desenvolvimento. Suas principais funções incluem promover e realizar os estudos necessários para o melhor planejamento e coordenação das operações da interconexão, e apoiar a execução desses estudos; e prestar assistência científica, técnica, administrativa e material a qualquer uma das instituições representativas que compõem o MER, bem como coordenar a assistência que seja necessária entre elas para o cumprimento da sua finalidade.

3.3.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Existem dezenas de empresas atuando no segmento de geração do MER, que possuem ativos em pelo menos um dos países que compõem o sistema. Entre os maiores agentes se encontram o ICE, AES, ENEL, CEL e ENEE, que juntos possuem 4,6 GW de capacidade instalada, ou cerca de 30% da capacidade total da região. As subseções a seguir apresentam uma descrição de cada empresa, bem como do seu portfólio de geração em operação na região do MER.

Figura 10: Participação das principais empresas no setor de geração do MER em termos de capacidade instalada em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados de [10].



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)

O ICE é uma empresa estatal responsável pela operação do sistema e encarregada da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no sistema da Costa Rica – mais de 70% da capacidade de geração do país é de propriedade do ICE. Em termos regionais, o ICE é o maior player de geração do MER, com 14% da capacidade total da região (2,4 GW). A empresa possui ativos geotérmicos (11% da capacidade instalada), hidrelétricos (76% da capacidade), térmicos a combustível líquido (11% da capacidade) e eólicos (1% da capacidade) – todos localizados na região da Costa Rica.

GRUPO AES

A AES é o segundo maior player de geração do MER, com operações somente no Panamá. A empresa possui 1.140 MW de capacidade instalada na região (representando 7% da capacidade total do MER). O portfólio da empresa compreende 3 ativos hidrelétricos (90% da capacidade), 1 térmico a gás natural (9% da capacidade), além de 1 projeto eólico (1% da capacidade).

ENEL GREEN POWER

A ENEL, terceiro maior agente de geração do MER, possui 626 MW de capacidade instalada na região (4% de participação) e possui operações na Guatemala e no Panamá. Na Guatemala, a empresa possui 5 ativos hidrelétricos que totalizam 164 MW de capacidade instalada, e, no Panamá, a empresa possui uma central hidrelétrica (65% da capacidade) e 11 centrais solares (35% da capacidade), que totalizam 462 MW de capacidade.

GRUPO CEL

A Comissão Executiva Hidrelétrica do Rio Lempa (ou grupo CEL) possui operações em El Salvador e consiste no quarto maior player de geração do MER, com 553 MW de capacidade instalada (3% da capacidade total da região). A empresa possui 3 ativos e todos são hidrelétricos.

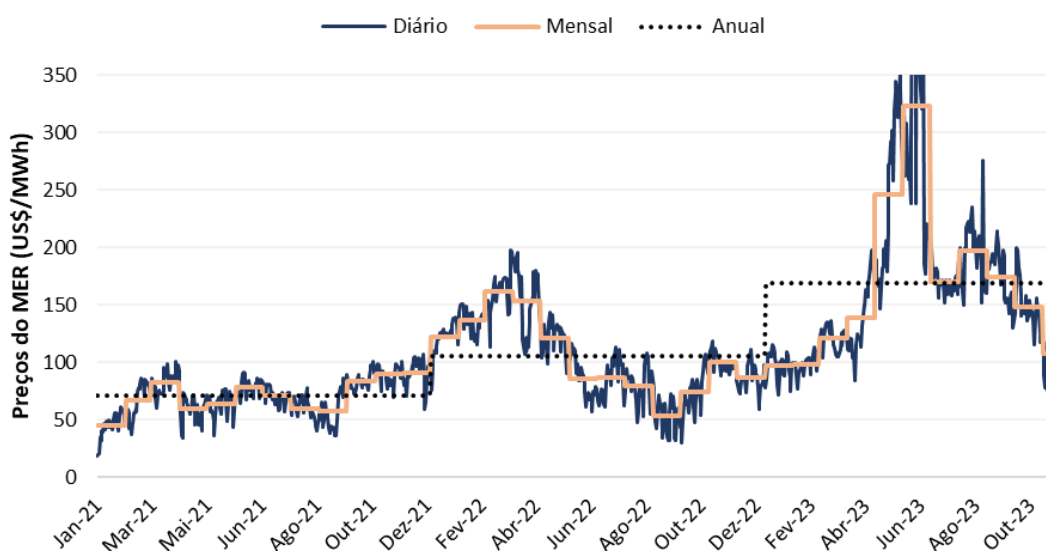
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ENEE)

A ENEE é uma empresa pública operadora do sistema de Honduras, e responsável pela geração, distribuição e transmissão de energia elétrica no país. No MER a empresa é o quinto maior agente de

geração, com uma participação de 3% em capacidade instalada, ou seja, possui 513 MW de capacidade em operação. Entre os ativos da empresa se encontram 3 usinas hidrelétricas, todas localizadas em Honduras.

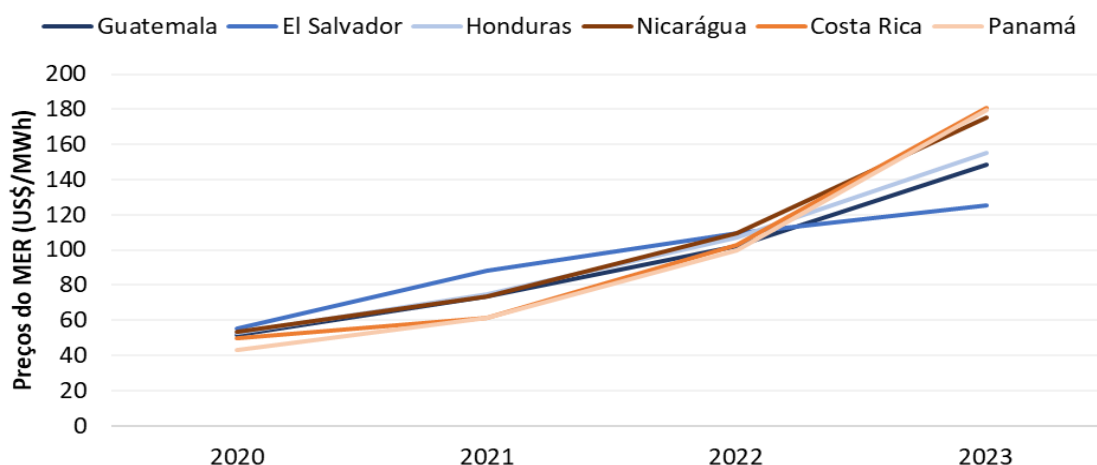
3.3.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 11: Histórico do preço de energia no MER. Fonte: Elaboração própria com dados de [20].



Ao longo dos últimos anos, os preços de energia no Mercado Elétrico Regional apresentaram tendência de alta em todos os países integrantes, como evidenciado na Figura 12. Esta evolução se deve a uma junção de fatores, dentre os quais o preço das *commodities* é uma das questões mais relevantes. Atualmente, mais de 20% da capacidade instalada do MER é composta por usinas térmicas a combustíveis líquidos que utilizam petróleo bruto como base. Por essa razão, o preço internacional do petróleo consiste em um importante driver para a formação dos preços spot de eletricidade na região – essas duas variáveis apresentaram uma elevada correlação histórica.

Figura 12: Histórico do preço médio anual de energia por país no MER. Fonte: Elaboração própria com dados de [20].



Além disso, fatores como hidrologia (a participação hidrelétrica do MER também é bastante expressiva, em países como a Costa Rica, por exemplo) e os balanços entre oferta e demanda dos países também desempenham um papel fundamental na determinação dos preços de energia da região – por exemplo, a recuperação da atividade econômica após a pandemia da Covid-19 e, conseqüentemente, da demanda de energia elétrica foi determinante no aumento de preços a partir de 2021 (devido ao balanço oferta-demanda mais apertado não apenas para o produto eletricidade, como também para o petróleo). Quanto à relação entre os preços de cada país, o gráfico ilustra que a dinâmica de intercâmbios entre os países não é estável e apresentou mudanças ao longo dos últimos anos. A Guatemala, por exemplo, que apresentava os maiores preços em 2020, tornou-se um país majoritariamente exportador em 2023. O Panamá, por outro lado, teve um movimento de preço inverso entre esses dois anos. Em 2023, de modo geral, o que se observa é um nível de preços mais baixos nos três países do norte da América Central (Guatemala, El Salvador e Honduras) e os três países do sul da região (Nicarágua, Costa Rica e Panamá) estão equilibrados em um nível de preços mais alto.

3.4. ESPANHA (MERCADO IBÉRICO)

A Espanha faz parte do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), criado em conjunto com Portugal no ano de 2007⁴. O MIBEL começou a ser estruturado e idealizado em novembro de 2001, quando foi celebrado o "Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade" [21].

A partir daí, entidades administradoras, reguladores e operadores começaram a cooperação e a harmonização de suas atividades a fim de promover as condições necessárias para participação dos agentes econômicos neste novo mercado.

Com a concretização do MIBEL, qualquer consumidor na península Ibérica passou a ter acesso a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou na Espanha, em um regime de livre concorrência – portanto é um mercado voluntário para os consumidores. Já os geradores são obrigados a vender sua energia no mercado atacadista organizado pelo MIBEL, exceto se estiverem comprometidos com contratos bilaterais – mais sobre isso adiante. Os principais objetivos do MIBEL são:

- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado; e
- Favorecer a eficiência econômica das empresas do sector elétrico.

Atualmente, a operação deste mercado é dividida entre o polo português (responsável pelo mercado financeiro) e o polo espanhol (responsável pelo mercado físico):

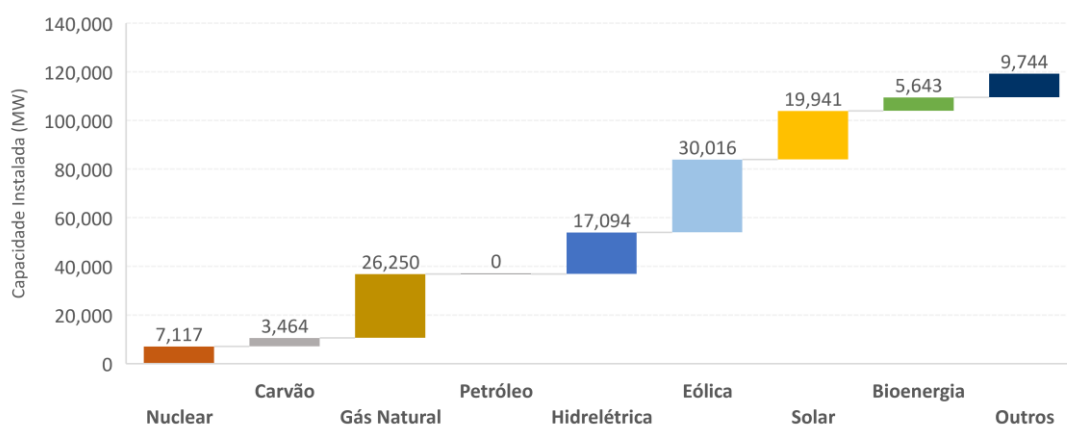
⁴ As tratativas entre os governos de Espanha e Portugal foram iniciadas em 1998 e, a partir de então, diversos estudos e negociações foram realizados. A implementação do mercado conjunto, entretanto, somente ocorreu em 01 de julho de 2007. Como marcos importantes destacam-se : (i) a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade; (ii) a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha; (iii) a XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 e, já em Janeiro de 2008, (iv) a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago.

- O OMIP, o polo português, Operador do Mercado Ibérico Portugal, é responsável pela gestão do mercado de derivativos. A OMIClear é a contraparte central das negociações⁵. Em anos recentes, especialmente desde 2010, outras bolsas passaram a atuar no mercado a prazo – tais como a EEX (European Energy Exchange AG) e a BME (Bolsas y Mercados Españoles).
- A OMIE, *Operador del Mercado Ibérico de Energía*, o polo espanhol, é o Operador de Mercado Elétrico Designado (*nominated electricity market operator*, NEMO) para a Espanha e Portugal, gerenciando o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado Intradiaário (que compõem o mercado *spot*). A OMIE é contraparte central das negociações do mercado *spot*.

3.4.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

A composição do sistema elétrico da Espanha é diversificada, tendo as fontes eólica e gás natural como principais supridoras de energia, que em 2022 representavam 25% e 22% da capacidade total, respectivamente. Os demais 53% sempre se mostraram com uma composição diversa, hoje contando com solares (17%), hidroelétricas (14%), nucleares (6%), biomassa (5%), carvão (3%) e outras fontes (8%).

Figura 13: Capacidade instalada na Espanha por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [3].



3.4.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

A nível nacional, as principais instituições espanholas são (i) o Ministério responsável por temas relacionados ao setor de energia (MITECO), (ii) a agência reguladora (CNMC), (iii) a proprietária e operadora do sistema de transmissão (REE). Há ainda uma instituição, a OMI, que possui jurisdição sobre os dois países que compõem o mercado comum da península Ibérica; e instituições que tratam de assuntos que afetam toda a Europa: (i) a Comissão Europeia, (ii) a associação de reguladores ACER, e (iii) a associação de operadores do sistema ENTSO-E [20].

⁵ A contraparte central realiza a liquidação das negociações e assume o risco de não pagamento pelos agentes.

Figura 14: Caracterização institucional do setor elétrico da Espanha. Fonte: Elaboração própria.



MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

O *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* (MITECO) é o ministério responsável por assuntos relacionados à energia na Espanha, por exemplo concedendo autorizações e licenças para projetos superiores a 50 MW, além de aprovar planos de expansão da transmissão elaborados pelo operador do sistema (*Red Eléctrica de España*).

Ainda a nível do governo federal, também possui influência no setor elétrico o Ministério da Indústria, Comércio e Turismo; a nível de cada comunidade autônoma, são influentes os Departamentos de Energia e de Ambiente de cada região.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

A *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) é a principal instituição reguladora do setor de energia na Espanha. Atua em questões **(i)** de direito da concorrência, **(ii)** de regulação setorial (energia, telecomunicações, mídia, correios, ferrovias, transportes, transporte aéreo e jogos de azar) e **(iii)** sobre a integridade do mercado e proteção do consumidor. Deste modo, se alguns assuntos não forem tratados pela CNMC por sua jurisdição no setor de energia, os mesmos assuntos podem ser tratados por meio de seu papel como autoridade de concorrência. A CNMC é independente do governo da Espanha, mas sujeita ao controle parlamentar; inclusive, o mecanismo de nomeação dos membros do Conselho da CNMC, por proposta ministerial, tem sido criticado por conta da independência.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE)

A empresa *Red Eléctrica de España* (REE) é detentora e operadora do sistema de transmissão na Espanha (*Transmission System Operator, TSO*). Dentre outras atribuições, é responsável pela operação do sistema, pela segurança de suprimento, pela gestão de congestionamentos e pelo planejamento da expansão da transmissão. Faz parte do grupo *Red Eléctrica*, uma *holding* com diversas atividades privadas ou reguladas; a atuação como TSO é uma atividade regulada pela CNMC.

GRUPO OMI

O Grupo OMI está estruturado em duas *holdings*, OMEL e OMIP SGPS. Cada uma destas empresas detém 50% de cada uma das organizações responsáveis pelos mercados de eletricidade da Península Ibérica: a OMIE, que gere o mercado *spot*, e a OMI-Polo Português (OMIP SGMR), que gere o mercado de derivativos. Por sua vez, cada uma destas organizações detém 50% da OMIclear – destinada à liquidação financeira do mercado de derivativos. Ainda, as *holdings* OMEL e OMIP SGPS participam na MIBGAS, S.A., operadora do mercado atacadista de gás natural na Península Ibérica.

- OMIE (OMI, Polo Espanhol): é o operador (NEMO) do mercado spot de energia elétrica na Espanha e Portugal. Dentre suas funções estão (1) receber as ofertas de compra e venda de energia no atacado; (2) executar o modelo de otimização para a realização do leilão do Mercado do Dia Seguinte; (3) informar os agentes de mercado e o TSO sobre os resultados; e (4) e realizar a liquidação dos mercados atacadistas, realizando pagamentos aos agentes etc.
- OMIP (OMI, Polo Português): é responsável pelo mercado regulado de derivativos de energia no mercado Ibérico. São disponibilizados produtos (*forwards*, futuros, opções e *swaps*) associados aos preços spot de eletricidade e gás natural, com negociação diária e entrega em Portugal, Espanha, França e Alemanha. O OMIP também operacionaliza leilões para diferentes produtos além de derivativos, como direitos de transmissão e garantias de origem. É regulado pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), de acordo com a legislação de Portugal e europeia aplicável ao setor financeiro.
- OMIclear: é a contraparte central e realiza a liquidação financeira de derivativos no mercado Ibérico.

COMISSÃO EUROPEIA

É o braço executivo politicamente independente da União Europeia (UE), responsável pela elaboração de propostas legislativas (como os marcos regulatórios do setor de energia elétrica) e pela implementação das decisões do Parlamento Europeu e do Conselho da UE. Também é responsável pelo gerenciamento das políticas e alocação de fundos associados na UE (como o *Innovation Fund*, fundo que destina as receitas arrecadadas pelo *EU Emissions Trading System*).

A liderança política é assegurada por uma equipe de 27 Comissários (um de cada país), liderados pelo Presidente da Comissão, que decide quem é responsável por cada área de atuação. O Colégio de Comissários é composto pelo Presidente da Comissão, oito Vice-Presidentes, incluindo três Vice-Presidentes Executivos, o Alto Representante da União para os Negócios Estrangeiros e Política de Segurança, além de 18 Comissários. No dia-a-dia, a gestão é feita pelo próprio *staff* da Comissão (advogados, economistas, etc.), organizado em departamentos denominados Direções-Gerais (Directorates-General, DG), cada um responsável por uma área (energia, etc.).

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER)

Resultado da legislação do 3º *Energy Package*, foi criada em março de 2011 como um órgão independente para promover a integração e conclusão do Mercado Europeu de Energia (*Internal Energy Market*, IEM). Quando foi criado, o ACER já possuía como atribuições (1) opinar nos planos de expansão da transmissão (conhecidos por *Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP); (2) estabelecer diretrizes para a elaboração

dos *Network Codes*; (3) oferecer suporte aos reguladores nacionais (inclusive decidindo sobre alguns assuntos específicos); e (4) o monitoramento de mercado.

Com o *Clean Energy Package*, lançado em 2019, foram concedidas novas atribuições ao *ACER*, por exemplo: (i) a responsabilidade final sobre alterações nos *Network Codes*, antes da aprovação da Comissão Europeia; (ii) responsabilidade sobre a metodologia e parâmetros relacionados à revisão das zonas de preços; (iii) a definição de metodologias para a avaliação de segurança de suprimento na União Europeia; e (iv) a supervisão sobre os centros de coordenação e operação regional (*Regional Coordination Centres*, *RCC*), em implantação atualmente.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS (ENTSO-E)

Também foi criado pela legislação do 3º *Energy Package*, porém em 2009. Hoje representa 39 operadores de sistema de 35 países em toda a Europa, estendendo-se para além das fronteiras da União Europeia (por exemplo, para a Noruega, Irlanda do Norte, Turquia e Ucrânia).

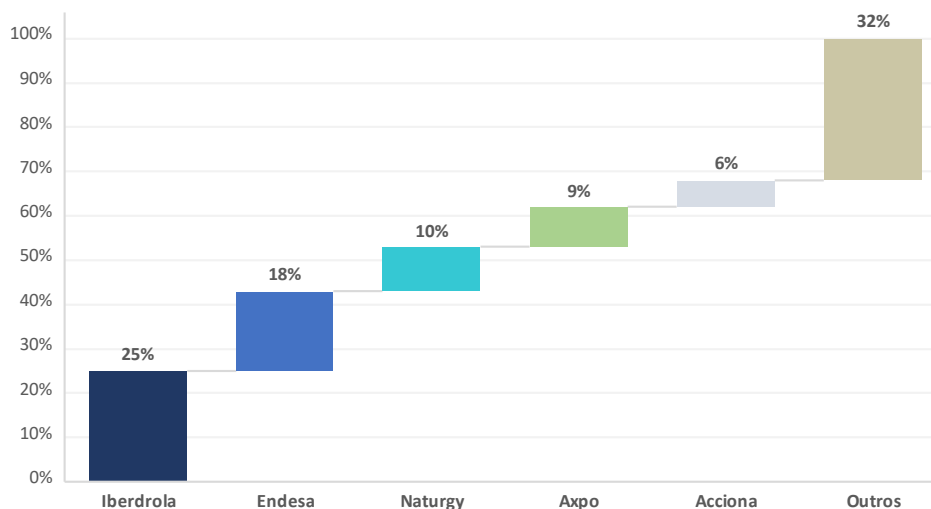
Os principais objetivos do *ENTSO-E* são a integração de fontes de energia renováveis e a contínua implementação e evolução do Mercado Europeu. Dentre suas principais atividades estão (a) a elaboração do *TYNDP*, em conjunto com diversos *stakeholders*; (b) a realização de estudos sobre a segurança de suprimento a nível europeu; (c) a elaboração dos *Network Codes*, seguindo as diretrizes elaboradas pelo *ACER*; e (d) a manutenção de uma plataforma de transparência, para a divulgação de informações e dados relevantes ao mercado.

3.4.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Ao fim de 2021 havia 115 agentes de geração ativos no mercado espanhol, sendo os principais agentes empresas privadas. Em termos de geração, os cinco maiores representaram 68% do suprimento em 2021, os cinco seguintes (i.e., do 6º ao 10º maior agente) representaram 16% e os demais 105 demais agentes corresponderam a outros 16% [11].

De acordo com a energia gerada, os maiores agentes em 2021 eram: Iberdrola (25%), Endesa (18%), Naturgy (10%), Axpo (9%), Acciona (6%) e EDP (5%). Estes seis agentes são, ao menos desde 2013, os mais relevantes no segmento de geração e são os únicos que possuem (e praticamente os únicos que já possuíram) participação superior a 5% do mercado.

Figura 15: Concentração de mercado na geração de eletricidade em 2021. Fonte: Elaboração própria com dados de [11].



IBERDROLA

A principal empresa do setor de energia na Espanha, atua tanto na geração, com 30,3 GW de capacidade instalada no país (10,7 GW em hidroelétricas, 6,5 GW em eólicas, 5,7 GW em térmicas a gás, 3,6 GW em solares e 3,2 GW em nucleares), quanto na distribuição e na comercialização de varejo, com mais de 11 milhões de consumidores atendidos.

ENDESA

Atua tanto na geração, com 22 GW de capacidade instalada (9,4 GW em térmicas, 4,7 GW em hidroelétricas, 3,3 GW em nucleares, 2,9 GW em eólicas e 1,7 GW em solares), quanto na distribuição e na comercialização de varejo, com cerca de 10,5 milhões de consumidores atendidos.

NATURGY

É a empresa líder no setor de gás na Espanha, atendendo a 68% do mercado consumidor, além de um ator importante no setor de energia elétrica – em que é o terceiro maior gerador e o terceiro maior comercializador varejista, com 3,8 milhões de consumidores. Possui 16,2 GW de capacidade instalada (7,4 GW em térmicas a gás, 2,1 GW em hidroelétricas, 1,9 GW em eólicas, 600 MW em nucleares e 400 MW em solares).

AXPO

Empresa suíça, com atuação em diversos países. Na Espanha atua principalmente na geração de energia, com 7,6 GW de capacidade instalada; sua distribuição e comercialização varejista é pouco expressiva, atendendo a menos de 1% do mercado.

ACCIONA

Na Espanha atua principalmente na geração de energia, com 15,6 TWh gerados (6% do total) em 2021; além disso, atuam como comercializadores varejistas de clientes no setor industrial. O portfólio total da

companhia conta com mais de 13 GW de capacidade instalada, produzindo cerca de 24 TWh de energia elétrica por ano.

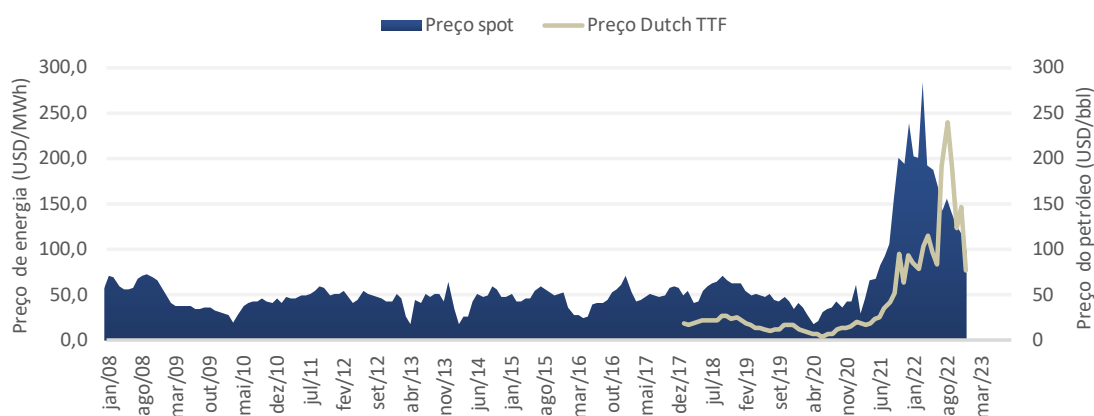
3.4.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

O gráfico a seguir compara os preços do Mercado do Dia Seguinte (preço spot) na Espanha com os preços de gás natural (Dutch TTF), em base diária.

Até meados de 2021, os preços médios de eletricidade variavam em torno dos 50 EUR/MWh, o que mudou com a escalada de preços vista a partir do segundo semestre 2021, por conta das condições mais restritivas de suprimento de gás no mercado internacional e, especialmente, a partir de fevereiro de 2022, quando eclodiu a guerra da Ucrânia, o que restringiu ainda mais o suprimento de gás no continente europeu – que deixou de contar com boa parte do combustível até então importado via gasodutos da Rússia, sua principal fornecedora de gás. Adicionalmente, problemas com reatores nucleares na França agravaram a situação de suprimento de energia elétrica na Europa, pressionando ainda mais os preços.

Também é interessante observar que até 2022, mesmo durante a escalada de preços, é possível perceber que as variações no preço spot acompanhavam as variações do preço de gás. Isto muda com o que ficou conhecido como a *"Iberian exception"*, que impôs um limite de preços na geração a gás no mercado Ibérico: a ideia original era um limite de 40 EUR/MWh, válidos até dezembro de 2022, que seria elevado para 65 EUR/MWh até maio de 2023. A proposta mais recente mantém o cap até dezembro de 2023.

Figura 16: Preços de energia e gás. Fontes: Elaboração própria com dados de [22], [23]



UM HISTÓRICO DE REFORMAS E LIBERALIZAÇÃO

Na Espanha a liberalização começou em 1997, com a Lei 54/1997 (Sector Eléctrico) e a Lei 34/1998 (Sector dos Hidrocarbonetos, que tratava do setor de combustíveis, em especial o gás natural). Estas leis diferenciam as atividades regulamentadas (como a distribuição e a transmissão de eletricidade) daquelas sujeitas à concorrência (geração e a comercialização de eletricidade) e criam as bases para o funcionamento dos mercados atacadistas de eletricidade e gás natural [24].

Com a liberalização, a expansão da capacidade de geração se tornou indicativa; o governo não mais poderia impor obrigações nas empresas para construir determinado montante de nova capacidade.

Na prática, o Estado possui influência direta apenas nos processos de autorização de novos projetos; projetos com 50 MW ou mais devem obter sua autorização junto ao governo federal, enquanto projetos menores buscam permissões junto às respectivas Comunidades Autônomas. Entretanto, os investimentos em transmissão, setor que permaneceu regulado, mantiveram seu caráter compulsório.

No final da década de 1990, as empresas de eletricidade e de gás já eram privadas. Porém, por serem setores que prestam serviços públicos (*"servicio económico de interés general"*), na prática as autoridades públicas têm poderes para garantir o fornecimento em condições adequadas (considerando eficiência, qualidade, regularidade, acessibilidade e conveniência). Isto implica que as autoridades públicas podem impor obrigações de serviço público (*"obligaciones de servicio público"*) às entidades privadas e estabelecer mais condições para o exercício das suas atividades.

Por exemplo, devido à elevada concentração e à existência de empresas com posições dominantes, especialmente no setor de gás, os preços de varejo para consumidores residenciais permaneceram regulados até ao final da década de 2000. Atualmente, apesar de o mercado de varejo ser totalmente liberalizado, existe um regime de suprimento regulado para pequenos consumidores (além daqueles consumidores que se encontram em situação de última instância, cujo fornecedor original faliu), disponibilizados pelas comercializadoras de referência.

Uma nova reforma do setor elétrico ocorreu em 2013, com a Lei 24/2013 de 26 de dezembro, que revogou a Lei 54/1997. Seu principal objetivo era garantir a sustentabilidade econômica e financeira do sistema elétrico. A Lei 24/2013 alterou ainda o arranjo para remuneração de geradores renováveis (aplicável para instalações existentes e novas) e estabeleceu novas metodologias para o cálculo da remuneração das atividades de transmissão e distribuição.

3.5. NORUEGA (NORD POOL)

A Noruega faz parte do mercado nórdico de energia elétrica, em conjunto com Suécia, Finlândia, Dinamarca e os países bálticos – Estônia, Letônia e Lituânia. A Noruega criou seu mercado de energia em 1991, sendo um dos primeiros países europeus a fazê-lo. Em vez de uma transição gradual para soluções baseadas no mercado, como fizeram muitos países vizinhos, a Noruega organizou a mudança de modo que, desde seu início, o mercado fosse aberto e acessível a todos os agentes [25].

O mercado organizado para negociação física de energia elétrica (mercado spot) foi criado em 1993⁶ e é hoje operado pelo Nord Pool AS (do grupo Nord Pool Group). Desde 2014 o mercado nórdico é integrado a vários outros países europeus por conta da implementação do *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) – veja

⁶ A bolsa de energia Statnett Marked AS (hoje Nord Pool AS) tornou-se um elemento importante do mercado à época. Em 1996, o Nord Pool tornou-se a primeira bolsa internacional de eletricidade, com a adesão da Suécia e, posteriormente, da Finlândia (1998) e Dinamarca (2000). Posteriormente ocorreram as adesões de Estônia (2010), Lituânia (2012) e Letônia (2013). Em 2019, como resultado da introdução da competição entre diferentes bolsas de energia, o Nord Pool passou a também operar na França, Alemanha, Luxemburgo, Bélgica, Áustria e Holanda; em 2021 o Nord Pool passou a também operar na Polônia. Em 2010 o Nord Pool Group, em parceria com a Nasdaq Commodities, passou a operar na Grã-Bretanha através da N2EX – um mercado que, desde o Brexit (janeiro de 2020), funciona de modo desacoplado do restante dos países europeus.

a seção 4.5.1. A atuação do Nord Pool, enquanto bolsa de energia do mercado físico, se dá nos países nórdicos e bálticos, além de Alemanha, Áustria, Bélgica, França, Holanda, Luxemburgo e Polônia.

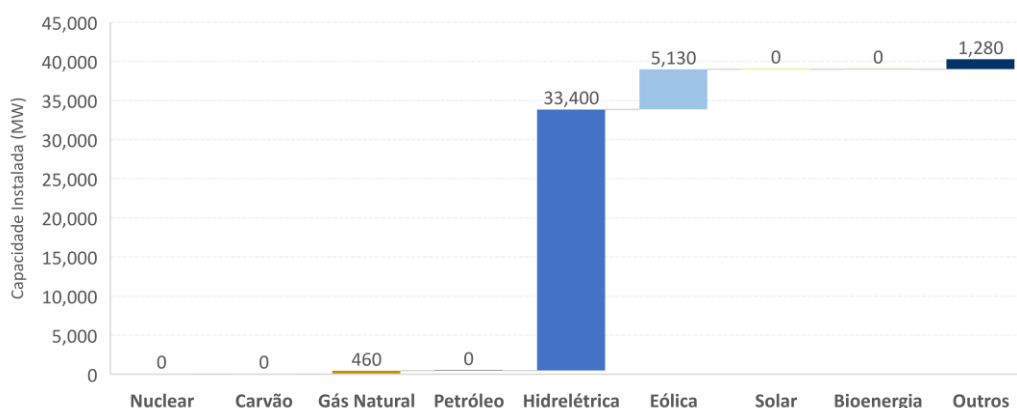
O Nord Pool AS é o Operador de Mercado Elétrico Designado (*nominated electricity market operator*, NEMO) para os países nórdicos e bálticos, gerenciando o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado Intradiário (que compõem o mercado spot). O Nord Pool é também a contraparte central das negociações do mercado spot. O mercado organizado, no entanto, é de participação voluntária; os agentes podem também negociar energia para entrega física através de contratos bilaterais.

Já no mercado financeiro, as negociações também podem ocorrer através de um mercado organizado de contratos padronizados ou através do mercado bilateral. O mercado organizado, desde 2008, é concentrado na Nasdaq OMX Commodities AS (que adquiriu as operações do mercado de derivativos do próprio Nord Pool (Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, 2008). Em junho de 2023, a EEX (European Energy Exchange AG) e a Nasdaq anunciaram a intenção de transferir as operações com o mercado financeiro de energia elétrica da Nasdaq para a EEX – até o momento da elaboração deste relatório, a transação ainda não foi concluída [26].

3.5.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

A composição do sistema elétrico da Noruega é dominada pelas hidroelétricas, que ao fim de 2022 correspondiam a 33,4 GW (85%) de um parque que conta com 39,2 GW de capacidade instalada, sendo 26,7 GW de hidroelétricas com reservatório e 6,7 GW de hidroelétricas a fio d'água⁷. Ao fim de 2021 havia cerca de 1700 usinas hidroelétricas na Noruega, das quais cerca de 1000 possuem reservatórios de acumulação. A capacidade de armazenamento do sistema norueguês é de 87 TWh, o que representa cerca de 65% da demanda do país em 2022. Metade desta capacidade de armazenamento está concentrada nos 30 maiores reservatórios (Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, 2023b). A eólica *onshore* é a segunda fonte em capacidade instalada, com 5,1 GW (13%). Há ainda 0,5 GW de termoelétricas a gás natural, além de 0,2 GW de outras fontes – como solar, biomassa, resíduos etc.

Figura 17: Capacidade instalada na Noruega por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [3].



⁷ Ainda, há 1,1 GW de capacidade de bombeamento, não contabilizados nos 39,2 GW de capacidade total.

3.5.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

A cooperação entre os países nórdicos foi formalizada em 1962, por meio do Tratado de Helsinque – é a cooperação regional mais antiga do mundo. Em 1963, foi fundada a Nordel, para cooperação dos operadores de sistema (do inglês *Transmission System Operator*, TSO) nos países nórdicos. No entanto, ela foi encerrada em 2009 e todas as tarefas operacionais foram transferidas para a *European Network Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), composta por TSOs de 35 países europeus que tem como objetivo promover a integração do mercado interno da União Europeia.

O Conselho de Ministros Nórdico, criado em 1971, é o órgão intergovernamental oficial para a cooperação na região nórdica, sendo uma de suas instituições o *Nordic Energy Research*, responsável por elaborar estudos que embasam as decisões sobre políticas energéticas.

A nível nacional, cada país possui seu próprio regulador e operador do sistema de transmissão. Na Noruega o regulador é a *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE-RME) e o operador do sistema de transmissão é a Statnett⁸. Os reguladores dos setores de eletricidade dos países nórdicos cooperam voluntariamente através da NordREG, a fim de promover o arcabouço jurídico e institucional e as condições necessárias para o desenvolvimento dos mercados de eletricidade nórdico e europeu.

Os países nórdicos compartilham do mesmo operador para liquidação financeira do mercado de balanço, a eSett, que tem como acionistas os TSOs dos países nórdicos.

A seguir serão destacadas as instituições presentes na Noruega, além daquelas comuns aos países participantes do mercado Nórdico.

Figura 18: Caracterização institucional do setor elétrico da Noruega. Fonte: Elaboração própria.



⁸ O regulador e o operador do sistema de transmissão são, respectivamente: Energimarknadsinspektionen e Svenska Kraftnät, na Suécia; Energiavirasto e Fingrid, na Finlândia; e Forsyningstilsynet e Energinet, na Dinamarca.

MINISTÉRIO DE PETRÓLEO E ENERGIA

O Ministério de Petróleo e Energia (Ministry of Petroleum and Energy) é o ministério responsável por assuntos relacionados à energia na Noruega, como a formulação de políticas energéticas e a participação direta (por meio de recomendações ao governo federal) sobre a concessão de licenças para projetos de geração, seja de pequeno ou grande porte [27].

STATNETT

É uma empresa estatal, de propriedade do estado norueguês através do Ministério do Petróleo e Energia e que atua como operadora do sistema de transmissão no país.

A Statnett é responsável por coordenar a operação do sistema de fornecimento de energia, lidar com congestionamentos do sistema de transmissão e facilitar os intercâmbios internacionais de energia. Os regulamentos noruegueses especificam que as responsabilidades da Statnett incluem a regulação de frequência, a manutenção do equilíbrio instantâneo do sistema de fornecimento de energia, o desenvolvimento de soluções baseadas no mercado que promovam o desenvolvimento e a utilização eficientes do sistema de fornecimento de energia [28].

NORWEGIAN WATER RESOURCES AND ENERGY DIRECTORATE (NVE-RME)

É a autoridade reguladora nacional para os mercados de eletricidade e gás natural na Noruega. Regula o serviço de transmissão e o estabelecimento de tarifas, o acesso ao mercado, o comportamento não discriminatório, conduta e transparência de mercado, gestão da informação de clientes, medição, liquidação e faturação, bem como a própria operação do sistema e dos mercados de energia elétrica.

A NVE-RME é uma entidade independente, com orçamento próprio definido pelo Parlamento, que possui agência para determinar o cumprimento do que é disposto pela lei *Energy Act* – é o principal marco regulatório do mercado de energia elétrica na Noruega[29].

ESETT

Propriedade conjunta das quatro operadoras de sistemas de transmissão nos países nórdicos, Energinet (Dinamarca), Fingrid (Finlândia), Statnett (Noruega) e Svenska Kraftnät (Suécia), com partes iguais. Realiza a liquidação do mercado de balanços com base em regras comuns e uma mesma plataforma, para os quatro países. Atende mais de 1.000 participantes de todo o mercado de eletricidade nos países nórdicos [30].

COMISSÃO EUROPEIA

É o braço executivo politicamente independente da União Europeia (UE), responsável pela elaboração de propostas legislativas (como os marcos regulatórios do setor de energia elétrica) e pela implementação das decisões do Parlamento Europeu e do Conselho da UE. Também é responsável pelo gerenciamento das políticas e alocação de fundos associados na UE (como o *Innovation Fund*, fundo que destina as receitas arrecadadas pelo *European Union Emissions Trading System*).

A liderança política é assegurada por uma equipe de 27 Comissários (um de cada país), liderados pelo Presidente da Comissão, que decide quem é responsável por cada área de atuação. O Colégio de Comissários é composto pelo Presidente da Comissão, oito Vice-Presidentes, incluindo três Vice-

Presidentes Executivos, o Alto Representante da União para os Negócios Estrangeiros e Política de Segurança, além de 18 Comissários. No dia a dia, a gestão é feita pelo próprio *staff* da Comissão (advogados, economistas, etc.), organizado em departamentos denominados Direções-Gerais (*Directorates-General*, DG), cada um responsável por uma área (energia, etc.).

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER)

Resultado da legislação do 3º *Energy Package*, foi criada em março de 2011 como um órgão independente para promover a integração e conclusão do Mercado Europeu de Energia (*Internal Energy Market*, IEM). Quando foi criado, o ACER já possuía como atribuições (1) opinar nos planos de expansão da transmissão (conhecidos por *Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP); (2) estabelecer diretrizes para a elaboração dos *Network Codes*; (3) oferecer suporte aos reguladores nacionais (inclusive decidindo sobre alguns assuntos específicos); e (4) o monitoramento de mercado.

Com o *Clean Energy Package*, lançado em 2019, foram concedidas novas atribuições ao ACER, por exemplo: (i) a responsabilidade final sobre alterações nos *Network Codes*, antes da aprovação da Comissão Europeia; (ii) responsabilidade sobre a metodologia e parâmetros relacionados à revisão das zonas de preços; (iii) a definição de metodologias para a avaliação de segurança de suprimento na União Europeia; e (iv) a supervisão sobre os centros de coordenação e operação regional (*Regional Coordination Centres*, RCC), em implantação atualmente.

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS (ENTSO-E)

Também foi criado pela legislação do 3º *Energy Package*, porém em 2009. Hoje representa 39 operadores de sistema de 35 países em toda a Europa, estendendo-se para além das fronteiras da União Europeia (por exemplo, para a Noruega, Irlanda do Norte, Turquia e Ucrânia).

Os principais objetivos do ENTSO-E são a integração de fontes de energia renováveis e a contínua implementação e evolução do Mercado Europeu. Dentre suas principais atividades estão (a) a elaboração do TYNDP, em conjunto com diversos *stakeholders*; (b) a realização de estudos sobre a segurança de suprimento a nível europeu; (c) a elaboração dos *Network Codes*, seguindo as diretrizes elaboradas pelo ACER; e (d) a manutenção de uma plataforma de transparência, para a divulgação de informações e dados relevantes ao mercado.

3.5.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Os municípios e condados noruegueses possuem grande participação no setor elétrico. Junto com o governo federal, detêm cerca de 90% da capacidade de produção de eletricidade da Noruega. Cerca de 35% da capacidade de produção pertence ao Estado, por conta da estatal Statkraft SF, subordinada ao Ministério do Comércio, Indústria e Pescas (*Ministry of Trade, Industry and Fisheries*). Muitas outras empresas possuem vários proprietários e existe um nível significativo de propriedade cruzada no setor elétrico norueguês [12].

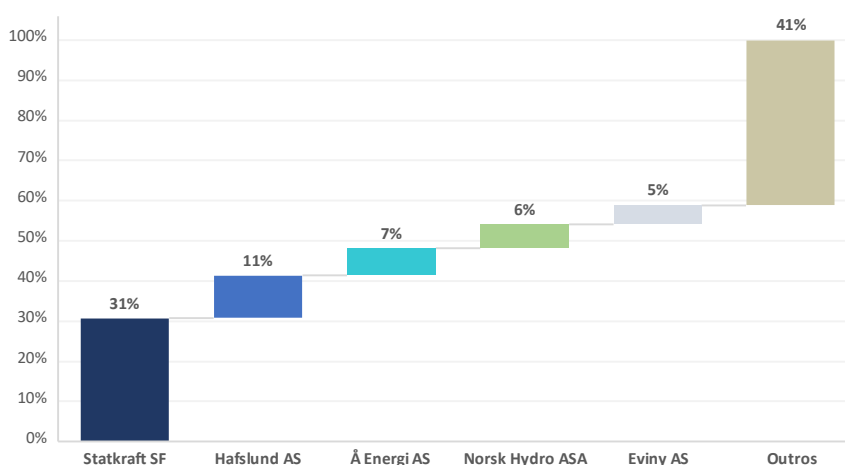
Considerando a geração média anual entre 1991 e 2020, as dez maiores empresas de geração hidroelétrica correspondem à 78% da contribuição desta fonte (isto é, a 106 TWh de um total de

137 TWh⁹). As maiores empresas são Statkraft SF (estatal), Hafslund AS (propriedade do município de Oslo), Å Energi AS (privada), Norsk Hydro ASA (empresa de capital aberto, com 40% de participação estatal) que representam, respectivamente, 33%, 12%, 8% e 7% da geração hidroelétrica no país.

Na geração eólica existe uma maior distribuição da participação entre diferentes agentes, porém a fonte eólica possui menor representatividade na matriz de geração da Noruega (cerca de 10% da geração total em 2022). Os dez maiores agentes correspondem a 64% da geração esperada desta fonte (ou 6% da produção total no país), sendo a Statkraft SF o maior agente (representando 12% da geração eólica).

O gráfico a seguir mostra a participação das maiores empresas na geração total de eletricidade no país, para o período entre 1991 e 2020.

Figura 19: Concentração de mercado na geração de eletricidade entre 1991 e 2020 (valores médios). Fonte: Elaboração própria com dados de [12].



STATKRAFT SF

É a principal empresa de geração na Noruega, também com presença nos demais países Nórdicos e em outros países europeus. É uma empresa totalmente estatal, sob o Ministério do Comércio, Indústria e Pesca da Noruega. Seu parque de geração de cerca de 20 GW de capacidade instalada, sendo mais de 15 GW em hidroelétricas, 2,4 GW em térmicas a gás, 1,8 GW em eólicas e 570 MW em solares.

HAFSLUND AS

Atua na geração de energia, principalmente hidroelétrica – seus 5,2 GW de capacidade instalada a colocam como a segunda maior produtora de energia da Noruega; e na distribuição – através de sua subsidiária Elvia, a maior distribuidora do país. Pertence ao município de Oslo.

⁹ O que, por sua vez, corresponde a cerca de 70% de toda a produção de eletricidade no país, uma vez que a geração hidroelétrica na Noruega corresponde, usualmente, a pouco mais de 90% da geração total.

Å ENERGI AS

Seu foco é na atividade de geração de energia, principalmente advinda de hidroelétricas, muito embora possua atuação em comercialização e também na distribuição de energia – através de sua subsidiária Glitre, uma importante distribuidora no país. É propriedade de diversos municípios, que detêm cerca de 55% do capital, e da Statkraft, que detêm os 45% restantes.

NORSK HYDRO ASA

É uma empresa líder mundial em metalurgia, que também atua na geração de energia elétrica na Noruega, onde possui 2,7 GW de capacidade instalada. Como principais acionistas possui o Ministério do Comércio, Indústria e Pesca da Noruega, além do fundo de pensão norueguês (Folketrygdfondet).

EVINY AS

Atua geração e distribuição de energia elétrica na Noruega. Na geração, é o quinto maior agente. É propriedade de diversos municípios, que detêm cerca de 57% do capital, e da Statkraft, que detêm os 43% restantes.

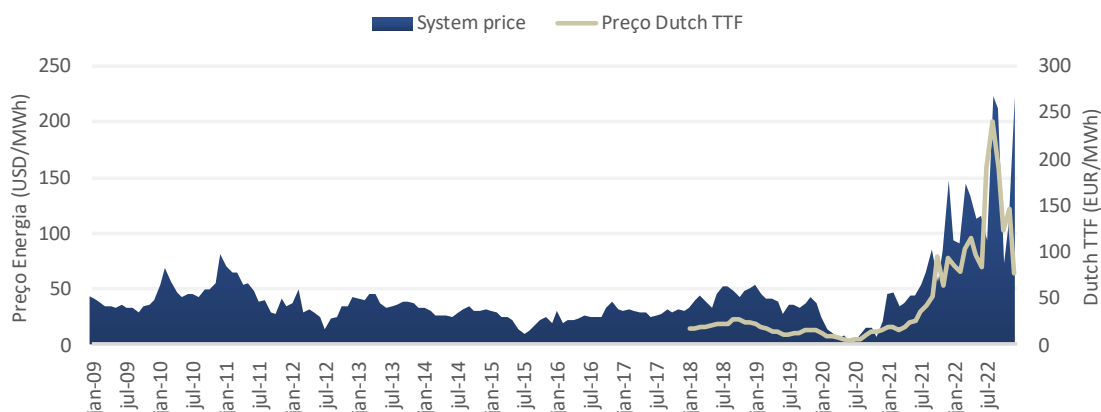
3.5.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

O gráfico a seguir mostra a evolução do *system price* – a principal referência de preços para o Mercado do Dia Seguinte para os países Nórdicos, mais sobre isto na seção 4.2.2. Até o fim do ano de 2020, três eventos se destacavam:

- Inverno 2009/2010: altos preços por conta da combinação de temperaturas baixas, afluências reduzidas e substancial redução da oferta de energia nuclear da Suécia.
- Inverno 2010/2011: reservatórios em níveis extremamente baixos devido aos eventos do inverno anterior. Preços atingem níveis recordes em algumas horas após longos períodos de baixas vazões e baixas temperaturas.
- Verão 2020: queda nos preços explicada pela baixa demanda por energia elétrica, decorrente da pandemia de Covid-19.

Até meados de 2021, os preços médios de eletricidade usualmente não ultrapassavam os 50 EUR/MWh, o que mudou com a escalada de preços vista a partir do segundo semestre 2021, por conta das condições mais restritivas de suprimento de gás no mercado internacional e, especialmente, a partir de fevereiro de 2022, quando eclodiu a guerra da Ucrânia, o que restringiu ainda mais o suprimento de gás no continente europeu – que deixou de contar com boa parte do combustível até então importado via gasodutos da Rússia, sua principal fornecedora de gás. Adicionalmente, problemas com reatores nucleares na França agravaram a situação de suprimento de energia elétrica na Europa, pressionando ainda mais os preços.

Figura 20: Preços de energia e gás. Fontes: Elaboração própria com dados de [23], [31].

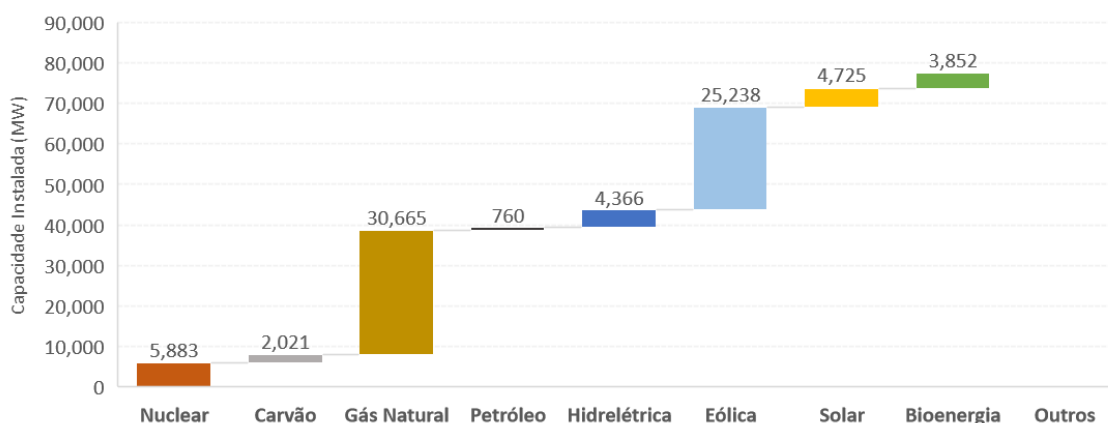


3.6. GRÃ-BRETANHA

3.6.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

Atualmente, o sistema da Grã-Bretanha (GBR) possui cerca de 100,5 GW de capacidade instalada, sendo 77,5 GW de recursos de grande escala (mais de 1.200 centrais em operação) e 23 GW de recursos de pequena escala/autoprodutores. Entre os recursos de grande porte, 40% da capacidade total é proveniente de usinas a gás natural, 33% de usinas eólicas, 8% de nucleares, 6% de solares, 5% de biomassa, 4% de armazenamento (hidrelétricas reversíveis), 3% de térmicas a carvão, 2% de hidrelétricas e 1% de térmicas a combustível líquido. Entre os geradores de pequeno porte, 43% da capacidade é proveniente de usinas solares, 19% de biomassa, 16% de eólica, 16% de gás natural, 2% de hidrelétricas e 4% de outras tecnologias. Também é importante ressaltar o plano de descomissionamento de carvão em andamento pelo governo do UK, que possui como meta retirar todas as usinas a carvão do sistema até o final de 2024 – nos últimos 10 anos, cerca de 19 W já foram descomissionados, restando apenas 2 GW atualmente no sistema.

Figura 21: Capacidade instalada na Grã-Bretanha por tecnologia em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados de [4].



Em termos de distribuição regional da oferta, a Inglaterra concentra grande parte da capacidade instalada da GBR (71%) – essa região é composta majoritariamente de usinas térmicas (gás natural e carvão), juntamente com uma parcela de usinas renováveis (eólica, solar e biomassa), além de nucleares. A segunda região de maior importância é a Escócia, que possui 18% da capacidade instalada da GBR, mas concentra principalmente usinas eólicas devido aos melhores potenciais da região, caracterizada por boa ocorrência de ventos. Finalmente, País de Gales concentra os 11% restantes da capacidade instalada da GBR, e possui em sua grande maioria, usinas térmicas a gás natural, além de algumas eólicas.

3.6.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Entre as principais instituições ligadas ao setor de eletricidade no mercado da GBR se encontram o Departamento de Segurança Energética e Net Zero (DESNZ), Tesouro HM, Comitê de Mudanças Climáticas (CCC), Escritório de Mercados de Gás e Eletricidade (Ofgem), operador do sistema National Grid ESO (NGESO), administrador do mercado (Elexon) e Empresa de Contratos de Baixo Carbono (LCCC). Suas principais atribuições estão detalhadas a seguir.

Figura 22: Caracterização institucional do setor elétrico da Grã-Bretanha. Fonte: Elaboração própria.



DEPARTAMENTO DE SEGURANÇA ENERGÉTICA E NET ZERO (DESNZ)

O DESNZ é um departamento governamental responsável pelo desenvolvimento e (em alguns casos implementação) de políticas energéticas e climáticas, incluindo a elaboração de propostas legislativas para garantir a segurança no suprimento e assegurar o bom funcionamento dos mercados de energia, desenvolvimento de mecanismos de incentivo às fontes renováveis e transição energética, e promoção de eficiência energética.

TESOURO HM

O Tesouro HM (*His Majesty's Treasury*) é o Ministério da Economia e Finanças do Governo responsável pelo desenvolvimento das finanças públicas e da política econômica do país. O departamento desempenha um papel fundamental em questões energéticas em que é necessário financiamento do governo (por exemplo, em esquemas de incentivo, fundos de inovação, etc).

COMITÊ DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS (CCC)

O CCC é um órgão público independente que aconselha o governo do Reino Unido e parlamentos descentralizados sobre como lidar e se preparar para a mudança climática. Suas funções incluem elaborar metas de emissão de gases de efeito estufa, reportar os progressos feitos quanto à redução das emissões e preparar e adaptar o sistema aos impactos das mudanças climáticas.

ESCRITÓRIO DE MERCADOS DE GÁS E ELETRICIDADE (OFGEM)

A Ofgem é o regulador de energia independente do mercado da GBR para eletricidade e gás. Suas funções incluem definir as regras para operação de um mercado eficiente, promover a concorrência no mercado, monitorar o comportamento dos agentes no mercado e garantir a conformidade com os requisitos de licença, regulação de redes, entre outros.

NATIONAL GRID ESO (NGESO)

A NGESO é responsável pela operação segura e econômica do sistema de eletricidade na GBR, incluindo desenho e operação dos mercados de balanceamento e serviços ancilares, e fornecimento de recomendações para o planejamento eficiente da rede de transmissão.

ELEXON

A Elexon atua como administrador do mercado de eletricidade da GBR, supervisionando a operação e o gerenciamento diário do Código de Balanceamento e Liquidação (BSC), incluindo os processos de liquidação de desbalanços. Através da sua subsidiária, EMRS, a Elexon assegura a liquidação dos mecanismos de Contratos por Diferenças (CfDs) e do Mercado de Capacidade.

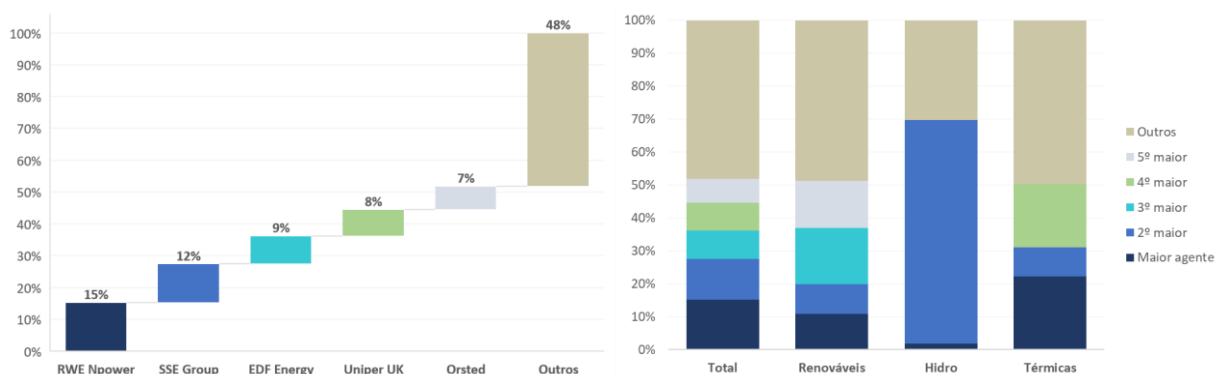
EMPRESA DE CONTRATOS DE BAIXO CARBONO (LCCC)

A LCCC atua como contraparte dos contratos por diferenças (CfDs) com geradores de eletricidade renováveis, gerencia a obrigação do fornecedor, e administra os pagamentos do Mercado de capacidade e dos CfDs em nome da Empresa de Liquidações de Eletricidade (ESC).

3.6.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Atualmente, existem cerca de 61 empresas atuando no segmento de geração na GBR (grandes geradores). Dentre essas empresas, as principais em termos de participação na capacidade instalada do sistema são: RWE Npower, SSE Group, EDF Energy, Uniper UK e Orsted, que possuem juntas cerca de 40,3 GW de capacidade instalada e representam 50% da capacidade total do sistema de geradores de grande porte. As próximas subseções descrevem as principais características do portfólio de geração dessas empresas.

Figura 23: Participação das principais empresas no setor de geração da Grã-Bretanha em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [4], [13].



RWE NPOWER

A RWE Npower possui 11,8 GW de capacidade instalada e 88 usinas em operação (térmicas a gás natural, combustível líquido, eólica, biomassa e hidrelétrica). Cerca de 61% da capacidade da empresa é proveniente de térmicas a gás natural (9 usinas), 36% de eólicas (41 usinas onshore e 11 usinas offshore), 2% de térmicas a combustível líquido (3 usinas), 1% de biomassa (1 usina) e 1% de hidrelétricas (23 pequenas centrais). Suas principais áreas de operação são no País de Gales e nas regiões inglesas de East Midlands e South East.

SSE GROUP

A empresa SSE Group possui 9,6 GW de capacidade instalada e 128 usinas em operação (eólicas, térmicas a gás natural e combustível líquido, hidrelétricas e reversíveis, além de 1 pequena biomassa e 1 pequena solar). Cerca de 38% da capacidade da empresa é proveniente eólicas (27 usinas onshore), 29% de térmicas a gás natural (6 usinas), 19% de reversíveis (1 central), 12% de hidrelétricas (83 pequenas centrais) e 2% de térmicas a combustível líquido (9 usinas). As centrais da empresa estão localizadas principalmente nas regiões da Escócia e em South East e East Midlands, na Inglaterra.

EDF ENERGY

A EDF Energy possui 6,8 GW de capacidade instalada e 40 usinas em operação (nucleares e eólicas). Cerca de 86% da capacidade da empresa é proveniente nucleares (5 usinas) e 14% de eólicas (33 usinas onshore e 2 usinas offshore). A empresa possui ativos nas regiões de East Midlands, North West e Eastern (todas na Inglaterra) e na Escócia.

UNIPER UK

A empresa Uniper UK possui 6,4 GW de capacidade instalada e 9 usinas em operação (térmicas a gás natural, combustível líquido e carvão). Cerca de 65% da capacidade da empresa é proveniente térmicas a gás natural (5 usinas), 32% de térmicas a carvão (1 central) e 3% de térmicas a combustível líquido (3 usinas). As principais regiões de operação das usinas da empresa são em East Midlands e South East (ambas na Inglaterra).

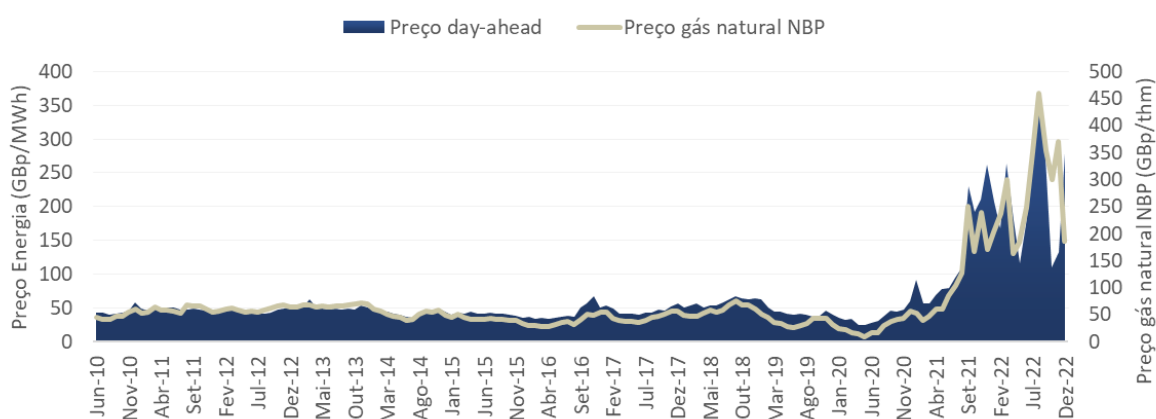
ORSTED

A Orsted possui 5,7 GW de capacidade instalada e 16 usinas em operação (todas eólicas offshore). Os ativos da empresa estão localizados majoritariamente na região de North East, mas alguns também nas regiões de South East, East Midlands, Eastern e Yorkshire and Humber, todos na Inglaterra.

3.6.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

O principal driver para os preços spot de eletricidade no mercado da GBR é o preço do gás natural, dado que essa fonte é geralmente a unidade marginal de geração (em 2022, por exemplo, cerca de 40% da demanda de energia do sistema foi atendida por recursos de gás). A participação de fontes renováveis não convencionais no mix de geração também influencia os preços de eletricidade, principalmente em períodos de demanda mais baixa (geralmente no verão), uma vez que essas fontes deslocam recursos com custos operativos mais elevados.

Figura 24: Histórico do preço de energia na Grã-Bretanha. Fonte: Elaboração própria com dados de [32], [13].



PERÍODO 2011-2018

Entre 2011 e 2018, os preços spot de energia no mercado da GBR foram em média 47 GBP/MWh, com variações mensais entre 34-68 GBP/MWh. Nesse mesmo período, os preços de gás natural NBP (*National Balancing Point*) foram em média 53 GBP/thm, com variações mensais entre 28-75 GBP/thm – o NBP consiste em um hub virtual de comercialização de gás utilizado para precificar o gás natural no Reino Unido. No período 2011-2018, as oscilações mensais nos preços spot foram fortemente influenciadas pelos movimentos dos preços do gás NBP (a correlação entre essas duas variáveis foi superior a 70% no período analisado).

PERÍODO DE BAIXA: 2019-2020

Entre 2019 e 2020, os preços spot de eletricidade na GBR caíram para 40 GBP/MWh em média (variando entre 24-63 GBP/MWh, dependendo do mês), acompanhando a queda observada nos preços do gás NBP para 32 GBP/thm em média no mesmo período (com variações mensais entre 10-56 GBP/thm). A maior participação de fontes renováveis (eólica e solar) no mix de geração, que passou de 6,7 GW em 2011 para 25,9 GW em 2019 (capacidade quase 4 vezes maior), bem como a saída de usinas a carvão do sistema, também pode ter contribuído, em certa medida, para a redução dos preços spot nesse período.

PERÍODO DE ALTA: 2021-ATUAL

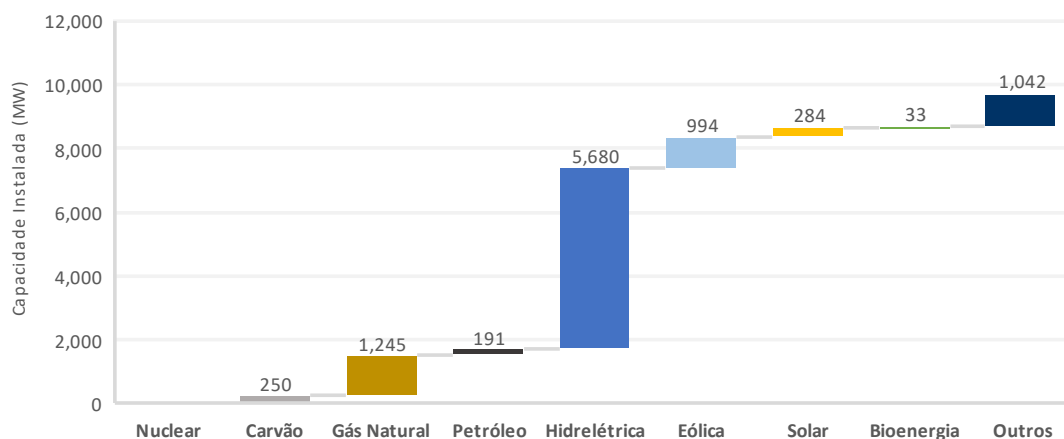
Desde o início de 2021, a situação dos preços de eletricidade na GBR mudou completamente de cenário, principalmente por conta de (i) um inverno rigoroso prolongado entre 2020 e 2021, que causou uma escassez de gás em toda a Europa, esgotando os armazenamentos para geração de eletricidade; e (ii) a guerra da Ucrânia, logo em seguida (em 2022), e toda a questão envolvendo a redução das exportações de gás da Rússia para Europa e o consequente agravamento da crise energética. Os preços spot mensais, que historicamente estiveram abaixo de 70 GBP/MWh até o final de 2020, atingiram um valor médio de 169 GBP/MWh no período Jan/2021-Dez/2022, com alguns valores mensais superando os 300 GBP/MWh (como é o caso de Ago/2022). Nesse mesmo período, os preços do gás NBP foram em média 198 GBP/thm. Em 2023, com a gradual normalização do mercado de gás, os preços têm apresentado uma tendência de queda: entre Jan/23 e Set/2023, os preços de eletricidade reduziram para 101 GBP/MWh, acompanhando a queda do preço do gás NBP para 98 GBP/thm em média no mesmo período. Embora as fontes renováveis já possuam atualmente uma participação relevante no mix de geração do sistema, os preços do gás ainda consistem no principal driver para a formação dos preços de eletricidade na GBR.

3.7. NOVA ZELÂNDIA

3.7.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

A matriz elétrica da Nova Zelândia possui aproximadamente 9,7 GW e se destaca pela elevada participação renovável. A fonte hidráulica possui a maior participação na capacidade instalada do sistema, responsável por 58% do total. As renováveis não-convencionais vêm se desenvolvendo de forma gradual e correspondem atualmente a 13% da capacidade do país, com especial destaque para as usinas eólicas. Destaca-se também a relevância da fonte geotérmica (representada na categoria 'outros'), que corresponde a 11% do total. As fontes termoelétricas somam 17%, com destaque para as usinas a gás natural que representam 13% destes 17%. Apesar da elevada participação renovável, especialmente hídrica, o Governo possui metas ambiciosas de aumentar essa participação para 90% em 2025 e para 100% a partir de 2030.

Figura 25: Capacidade instalada na Nova Zelândia por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [5].



3.7.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

O quadro institucional de setor elétrico neozelandês é formado por 4 entidades principais: o Ministério de Negócios, Inovação e Emprego (MBIE), a Autoridade de Eletricidade (EA), a Transpower, e a NZX.

Figura 26: Caracterização institucional do setor elétrico da Nova Zelândia. Fonte: Elaboração própria.



MINISTÉRIO DE NEGÓCIOS, INOVAÇÃO E EMPREGO (MBIE)

O Ministério de Negócios, Inovação e Emprego (MBIE) é o departamento de serviço público da Nova Zelândia encarregado por fornecer políticas, serviços, aconselhamento e regulamentações que contribuam para a produtividade econômica e o crescimento empresarial do país.

Dentre suas atribuições está o gerenciamento do setor energético nacional. O MBIE é responsável por estabelecer as estratégias energéticas, que definem a direção política e as prioridades para o setor e centram-se na transição para um cenário de zero emissões líquidas de carbono até 2050.

AUTORIDADE DE ELETRICIDADE (EA)

A Autoridade de Eletricidade (EA) é uma entidade independente criada sob a Lei da Indústria Elétrica de 2010. Sua principal função é a regulação do setor elétrico, através da definição das regras do mercado e condução das atividades operacionais de forma a garantir o eficaz funcionamento do sistema elétrico e dos mercados adjacentes. Além disso, tem por propósito criar uma indústria elétrica competitiva, confiável e eficiente.

Dentre suas principais funções está: (i) monitorar o comportamento do mercado e disponibilizar dados, informações e ferramentas para ajudar a melhorar a compreensão dos mercados de eletricidade por parte dos consumidores e participantes da indústria; (ii) supervisionar a operação do sistema elétrico e dos mercados através de prestadores de serviços contratados; (iii) monitorar, investigar e aplicar a conformidade com a Lei da Indústria Elétrica de 2010, os seus Regulamentos e o Código de Participação; (iv) promover o desenvolvimento do mercado e propor alterações e melhorias a regulação; (v) proteger os interesses dos consumidores domésticos e das pequenas empresas.

TRANSPOWER

A Transpower New Zealand Limited (TPNZ) é a empresa estatal proprietária da Rede Nacional (cuidando dos ativos que transmissão) e é também a empresa contratada para exercer a função de operador do sistema. Como proprietária da Rede Nacional, fornece a infraestrutura de transmissão de energia elétrica que permite aos consumidores ter acesso à produção, e permite a concorrência no mercado atacadista; como operador do sistema, gere o funcionamento em tempo real da rede e o funcionamento físico do mercado elétrico. Esse gerenciamento do despacho é feito pelo Centro Nacional de Coordenação (NCC).

NZX

A Bolsa da Nova Zelândia, comumente conhecida como NZX, é a bolsa de valores nacional da Nova Zelândia e uma empresa pública. A NZX é responsável pela operação do Mercado Atacadista de Eletricidade da Nova Zelândia, fornecendo serviços e sistemas sob acordo da Autoridade de Eletricidade como reguladora do mercado.

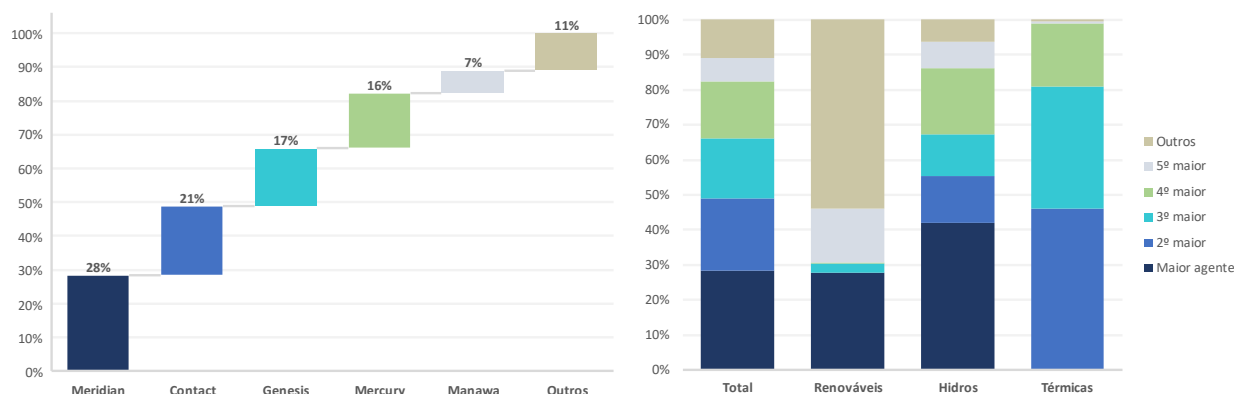
Dentre suas funções, está: (i) operar o sistema de negociação e informação usado para apoiar a compra e venda de eletricidade no mercado spot; (ii) gerenciar o processo de liquidação do mercado e dos contratos; (iii) monitorar a exposição dos agentes no mercado spot; (iv) gerenciar o processo de coleta de dados e elaborar o relatório de teste de estresse; (v) divulgar dados e relatórios de mercado.

3.7.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Atualmente, existem quase 80 agentes atuando na atividade de geração na Nova Zelândia, grande parte empresas privadas. Apesar da maioria dos participantes ser de cunho privado, três das maiores empresas geradoras do país (Genesis, Mercury e Meridian) operam sob um modelo de propriedade mista em que o governo detém uma participação majoritária. Além disso, o país apresenta um altíssimo nível de concentração de mercado, onde as 5 maiores empresas acumulam quase 90% da capacidade instalada total do sistema.

Em termos tecnológicos, observa-se que a participação das demais empresas está majoritariamente restrita a usinas renováveis não convencionais e a alguns recursos hídricos. Das maiores empresas, apenas a Meridian e a Manawa apresentam presença marcante no setor renovável não-convencional. Os ativos hidrelétricos estão bem divididos entre as 5 maiores empresas, com grande destaque para a Meridian que possui mais de 40% das usinas desta tecnologia. Os ativos termelétricos são quase que totalmente propriedade das empresas Contact, Genesys e Mercury, nessa ordem de importância.

Figura 27: Participação das principais empresas no setor de geração da Nova Zelândia em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [5].



MERIDIAN

Meridian é a maior empresa geradora da Nova Zelândia. A Meridian foi uma das três empresas de eletricidade formadas a partir da dissolução da *Electricity Corporation of New Zealand* (ECNZ) em 1998-99, assumindo o controle das usinas dos rios Waitaki e Manapouri. A empresa foi parcialmente privatizada em outubro de 2013, com o governo retendo uma participação de 51,02%.

A Meridian é responsável por 28% da capacidade instalada total do país e todas suas usinas são de fontes renováveis, incluindo hidrelétricas, centrais solares e eólicas. Com relação à capacidade hidrelétrica nacional, a empresa é responsável por 42% da capacidade de geração. Já para as renováveis não-convencionais, a companhia detém 28% do potencial.

CONTACT

A Contact também teve origem a partir da dissolução da *Electricity Corporation of New Zealand* (ECNZ), e foi listada publicamente em 1999 como parte das reformas do setor elétrico. É o segundo maior gerador da Nova Zelândia, detendo 21% da capacidade de geração nacional. A empresa possui hidrelétricas e térmicas, incluindo usinas geotérmicas, instalações a gás natural e a diesel. É responsável por 13% da capacidade de geração hidrelétrica do país e possui 46% do potencial de geração térmica nacional.

GENESIS

Genesis é a terceira maior empresa geradora da Nova Zelândia e a terceira empresas formadas a partir da dissolução da *Electricity Corporation of New Zealand* (ECNZ). A empresa é listada publicamente, mas o Governo neozelandês é proprietário de 51% das suas ações. A Genesis possui e opera um portfólio diversificado de ativos, que inclui geração hidrelétrica, térmica e eólica. No setor de geração hidrelétrica, é responsável por 35% do potencial nacional, enquanto entre as térmicas, é proprietária de 12% da capacidade instalada do país.

MERCURY

A Mercury NZ Limited é uma empresa neozelandesa de geração de eletricidade (e varejista de serviços públicos multiprodutos de eletricidade, gás, banda larga e telefonia móvel). A empresa é listada

publicamente, mas o Governo neozelandês é proprietário de 51% das suas ações. A empresa possui ativos hidrelétricos e geotérmicos, que totalizam 16% da capacidade total do sistema.

MANAWA

Anteriormente conhecida como Trustpower (que vendeu suas atividades de comercialização para a Mercury e renomeou a parte de geração), a Manawa é uma empresa de geração privada da Nova Zelândia, listada na bolsa e majoritariamente controlada pela Infratil (empresa neozelandesa focada em investimentos em infraestrutura). A Manawa possui mais de 20 ativos de geração no país, que juntos correspondem a 7% da capacidade instalada total do sistema. Seus ativos são todos de fontes renováveis, incluído hidrelétricas (8% do total do país), solares e eólicas (15% da potência nacional).

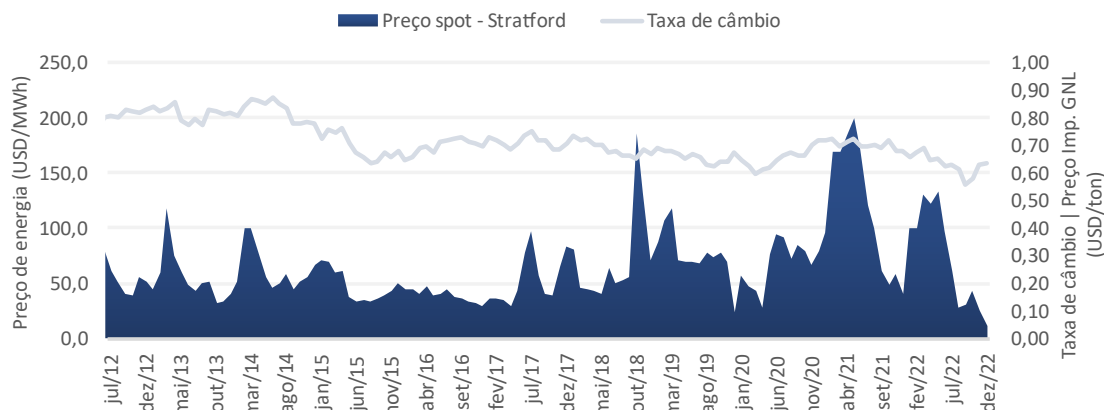
3.7.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Uma das principais características dos preços spot de energia na Nova Zelândia é a alta volatilidade dos no médio prazo, que se deve a uma combinação de um sistema dominado por hidroelétricas e uma grande variabilidade da demanda relacionada às condições climáticas. No inverno e dias mais frios, a demanda do país tende a ser bastante elevada por conta de sistemas de aquecimento, enquanto no verão e dias mais quentes tende a reduzir muito. Pelo lado da oferta, a elevada participação de fontes renováveis também contribui para a volatilidade – em especial porque o período invernal tende a ser mais seco, menos ventoso e menos iluminado.

Até 2017 observavam-se crises mais moderadas, usualmente marcadas por invernos mais secos. No entanto, em meados de 2018, uma interrupção inesperada na produção de gás no campo de Pohokura levou a aumento significativo dos preços spot, devido ao acionamento de térmicas convencionais. Cabe destacar que a Nova Zelândia não importa nem exporta gás, de forma que seu mercado de energia permanece em grande parte isolado das crises energéticas mundiais – mas a geração elétrica segue intrinsecamente relacionada com as dinâmicas internas do preço do gás. Além disso, ainda que não haja compra de gás no mercado spot pelos geradores (devido aos montantes pré-contratados), o custo de oportunidade de gerar eletricidade aumenta, uma vez que esse gás “estocado” pode ser vendido no mercado spot nacional.

Nos últimos anos, tem se observados picos mais elevados de preços durante o inverno, quando a demanda do país aumenta. Isso tem se dado devido a união da demanda elevada com a escassez dos recursos renováveis para geração, levando ao acionamento de usinas a combustíveis fósseis. Na última década, houve pouca expansão do sistema e várias usinas térmicas foram desativadas – e há mais centrais com aposentadoria prevista para os próximos anos, o que tem causado certa preocupação. A curva de oferta atual apresenta um grande *gap* entre o custo dos recursos renováveis e o das usinas térmicas. Dessa forma, pequenas alterações na demanda ou na geração renovável podem causar grandes oscilações nos preços spot. Adicionalmente, o fornecimento futuro de gás também permanece incerto e os preços do carvão continuaram a aumentar. Prevê-se que os preços do carvão permaneçam elevados e os preços do carbono também aumentem. Estas incertezas, junto às expectativas de custos crescentes de funcionamento de centrais a combustíveis fósseis, devem contribuir para um aumento dos preços no inverno dos próximos anos.

Figura 28: Histórico do preço de energia na Nova Zelândia. Fonte: Elaboração própria com dados de [33], [34].

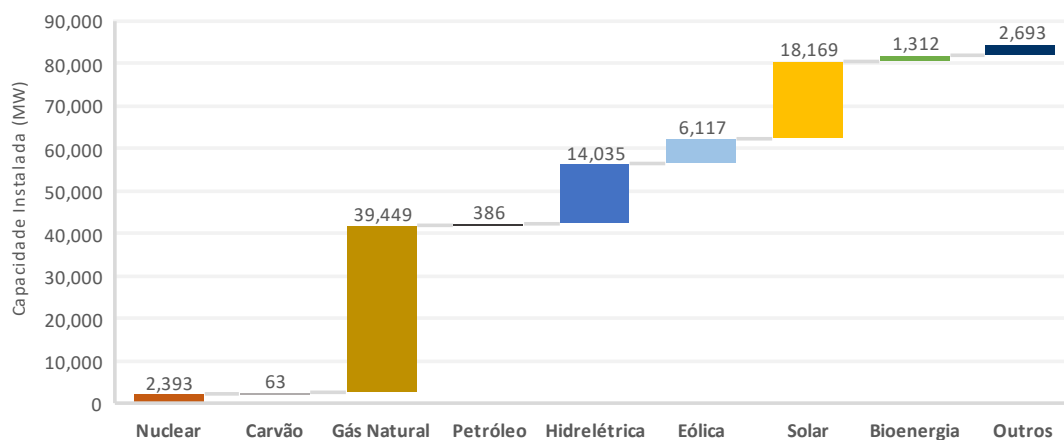


3.8. CALIFÓRNIA (CAISO)

3.8.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O mercado da Califórnia tem aproximadamente 85 GW de capacidade instalada e é reconhecido pela elevada participação de fontes renováveis, que formam quase metade do potencial de geração do sistema. Em especial, se destaca a expressiva capacidade da geração solar, que soma mais de 18 GW, representando 21% da capacidade instalada total do sistema. A tecnologia hidroelétrica também tem participação relevante, contribuindo com 17% do total. Apesar da grande participação renovável, o sistema ainda depende fortemente de usinas a gás natural para atender a sua demanda, que correspondem atualmente a 47% da capacidade. A bioenergia contribui com 2% do potencial total e as demais fontes são pouco relevantes. A Califórnia tem como meta que as fontes renováveis contribuam com 60% da geração do sistema até 2030.

Figura 29: Capacidade instalada na Califórnia por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [6].



3.8.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

O quadro institucional de setor elétrico californiano é formado por 3 entidades principais: a Comissão de Energia da Califórnia (CEC), a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) e o Operador Independente do Sistema da Califórnia (CAISO). Além disso, há diversas autoridades federais, responsáveis pelas questões nacionais de energia norte-americanas. Dentre elas, destacam-se a Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) e o Departamento de Energia (DOE).

Figura 30: Caracterização institucional do setor elétrico da Califórnia. Fonte: Elaboração própria.



AGÊNCIAS FEDERAIS: FERC E DOE

A Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) é uma agência independente, responsável por regular a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. Dentre suas responsabilidades, está: (i) Regular a transmissão e venda atacadista de eletricidade (e todas as outras transações relacionadas a serviços públicos) no comércio interestadual; (ii) Analisar certas fusões e aquisições e transações societárias de empresas de eletricidade; (iii) Analisar o pedido de localização para projetos de transmissão elétrica em circunstâncias limitadas; (iv) Avaliar a operação segura e a confiabilidade dos terminais de gás natural liquefeito (GNL) propostos e em operação; (v) Licenciar e fiscalizar projetos hidrelétricos privados, municipais e estaduais; (vi) Proteger a confiabilidade do sistema de transmissão interestadual de alta tensão por meio de padrões de confiabilidade obrigatórios; (vii) Monitorar e investigar os mercados de energia; (viii) Fazer cumprir os requisitos regulamentares da FERC através da imposição de penalidades civis e outros meios; (ix) Supervisionar questões ambientais relacionadas com projetos de gás natural e hidroeletricidade e outros assuntos; (x) Administrar regulamentos de relatórios contábeis e financeiros e conduta de empresas regulamentadas.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) é um departamento executivo do governo federal norte-americano responsável por definir a política energética nacional e supervisionar a produção de energia, bem como gerenciar a pesquisa e desenvolvimento em energia nuclear, o programa militar de

armas nucleares, a produção de reatores nucleares para a Marinha dos Estados Unidos, e pesquisa relacionada à energia e à conservação de energia.

CALIFÓRNIA ENERGY COMMISSION (CEC)

A Comissão de Energia da Califórnia (CEC) é a principal agência de planejamento e política energética do estado, encarregada por garantir um fornecimento de energia confiável e acessível. A Comissão tem cinco responsabilidades principais: (i) prever as necessidades energéticas futuras e manter um base de dados históricos sobre o setor de energia; (ii) estabelecer a localização e licenciamento de centrais elétricas; (iii) promover a eficiência energética; (iv) incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias e apoiar o desenvolvimento energias renováveis; (v) planejar e comandar a resposta do estado em caso de situações de emergência energética.

CALIFÓRNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (CPUC)

A Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) regula as empresas privadas de telecomunicações, eletricidade, gás natural, água, ferrovias, trânsito ferroviário e transporte de passageiros. A CPUC é responsável por garantir que os clientes de serviços públicos da Califórnia tenham serviços públicos seguros e confiáveis a preços razoáveis, protegendo os clientes de serviços públicos contra fraudes e promovendo a saúde da economia da Califórnia.

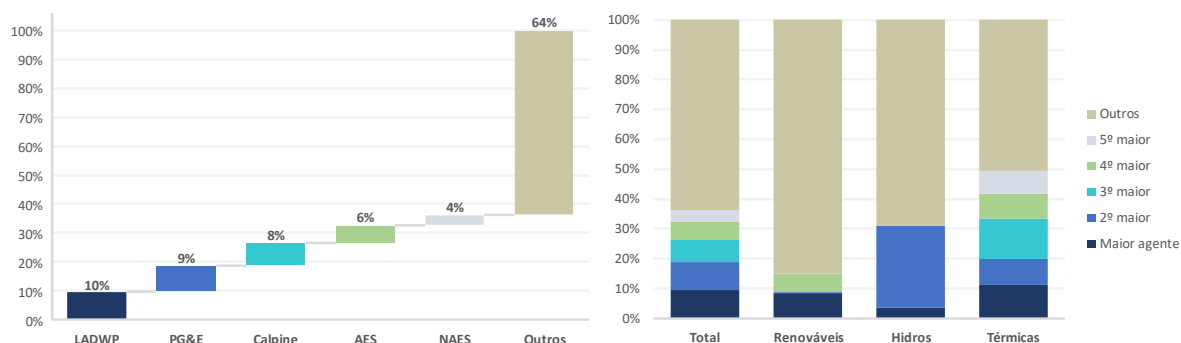
CALIFÓRNIA ISO (CAISO)

O CAISO é o operador independente do sistema californiano. Foi criado em 1998 junto ao processo de desregulamentação da indústria elétrica do estado da Califórnia. O CAISO é responsável por operar o mercado atacadista de energia de forma competitiva, garantir a operação da rede elétrica de forma segura e confiável, garantir acesso justo e transparente à rede de transmissão e às transações de mercado, e conduzir o processo anual de planejamento de transmissão.

3.8.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

O sistema californiano conta com mais de 120 agentes atuando na atividade de geração, sendo a maioria empresas privadas – no entanto, os 2 maiores agentes de geração são empresas públicas. Juntas, as 5 maiores empresas geradoras detêm 36% da capacidade instalada total do sistema. Em termos tecnológicos, observa-se que essas 5 maiores empresas possuem ativos majoritariamente térmicos. A LADWP e a AES possuem uma quantidade relevante de ativos renováveis, e a PG&E se destaca pela predominância de recursos hidrelétricos.

Figura 31: Participação das principais empresas no setor de geração da Califórnia em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [6], [9], [14].



LADWP

O Departamento de Água e Energia de Los Angeles foi criado há mais de 100 anos para fornecer água e eletricidade confiáveis e seguras aos residentes e empresas de Los Angeles, e é a maior concessionária municipal de água e energia do país. Como um departamento proprietário gerador de receitas, o LADWP transfere uma parte de suas receitas elétricas anuais para o fundo geral da cidade de Los Angeles. As operações da LADWP são financiadas exclusivamente pela venda de serviços de água e eletricidade.

A empresa conta com mais de 8 GW em ativos de geração de tecnologias variadas, sendo 26% deste montante de térmicas a gás natural, 19% de térmicas a carvão, 14% de usinas nucleares, 14% de centrais solares, 11% de parques eólicos, 10% de centrais geotérmicas, e 6% de hidrelétricas (em sua maioria, provenientes de uma grande usina reversível).

PG&E

A *Pacific Gas and Electric Company* (PG&E), constituída na Califórnia em 1905, é uma das maiores empresas de serviços públicos dos Estados Unidos. Seu portfólio de geração consiste em 3.848 MW de capacidade hidrelétrica, 2.240 MW de capacidade nuclear, 1.400 MW de térmicas a gás, 152 MW de usinas solares e 182 MW de potencial de armazenamento em bateria.

Recentemente, a PG&E anunciou o desejo de transferir a maior parte dos seus ativos (todos os ativos não-nucleares) para uma nova empresa chamada Pacific Generation (The Wall Street Journal, 2022). A concessionária venderia então até 49,9% dessa empresa para levantar fundos destinados a reinvestimentos em segurança e confiabilidade da rede. A FERC aprovou a proposta da PG&E em meados de 2023, mas a transferência de ativos ainda está pendente e tem enfrentado bastante resistência pública.

CALPINE

A Calpine é a maior geradora de eletricidade a partir de gás natural e recursos geotérmicos da América do Norte. A empresa conta com mais de 7 GW em potencial gerador na Califórnia, sendo 78% de térmicas a gás natural e os outros 22% de centrais geotérmicas.

AES

A AES é uma empresa americana de serviços públicos e de geração de energia com ativos em todo o mundo. Desde 1989, a AES atua no estado Califórnia. Atualmente, a companhia conta com cerca de 4,65 GW de capacidade de geração na região, sendo 85% dessa capacidade proveniente de usinas termoelétricas a gás natural. Os demais 15% são formados por ativos de geração eólica e de armazenamento via bateria.

NAES

A NAES é a quinta maior empresa de geração da Califórnia, com forte presença em diversos outros sistemas do país. Atualmente, detém cerca de 3,25 GW de capacidade de geração no sistema Califórniense, inteiramente formada por térmicas a gás natural.

3.8.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Os preços da eletricidade na Califórnia estão bastante relacionados com o preço do gás natural, uma vez que as usinas que utilizam o gás como combustível costumam marginalizar no sistema. Os preços do gás, por sua vez, tendem a estar bastante próximo ao benchmark nacional Henry Hub, mas ocasionalmente ocorre um descolamento do preço, devido a dinâmicas internas no país. Além disso, é possível observar um padrão de aumento dos preços da eletricidade no terceiro trimestre de cada ano, que está relacionado ao aumento da temperatura e consequente aumento da demanda elétrica.

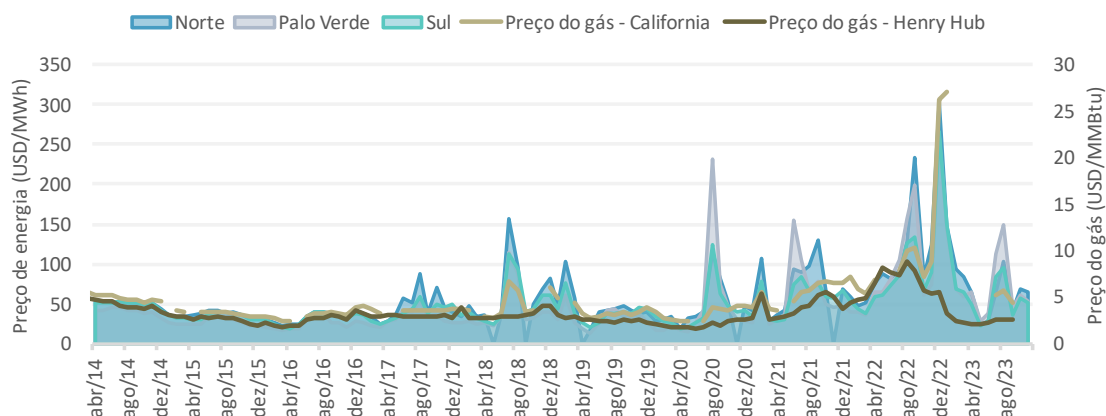
Até 2017, os preços de energia na Califórnia eram bastante estáveis. A partir de 2018, no entanto, é possível observar vários momentos de alta. Esse aumento dos preços, na maioria das vezes, é um reflexo de preços de gás natural mais elevados e voláteis, junto a períodos de demanda mais alta.

Em 2022, mais uma vez, uma combinação de maior procura e preços mais elevados do gás natural colocou uma pressão ascendente sobre os preços de eletricidade. Além do recorde de calor no início de setembro, o preço spot de referência nacional do gás natural (Henry Hub) subiu para \$6,38/MMBtu – o seu nível mais elevado desde 2008 – à medida que o risco geopolítico aumentado impactou as expectativas de risco futuro no mercado de gás natural dos EUA. A invasão russa da Ucrânia em fevereiro de 2022 e suas consequências, incluindo o corte do fornecimento de gás natural da Rússia para a Europa iniciado em agosto de 2022, perturbou os mercados globais de petróleo e gás, especialmente os mercados de GNL. No entanto, o preço spot do gás natural no Henry Hub caiu no quarto trimestre, parcialmente impulsionado por um inverno mais ameno do que o previsto, junto a produção de gás natural atingindo recorde máximos.

O efeito na Califórnia foi ainda mais proeminente, uma vez que os preços do gás no estado, que estiveram estreitamente alinhados com os preços do Henry Hub durante a maior parte de 2022, aumentaram desproporcionalmente em relação ao Henry Hub no final do ano. De acordo com a EIA, vários eventos simultâneos contribuíram para os preços elevados, incluindo temperaturas generalizadas abaixo da média, elevado consumo de gás natural, redução das importações de gás natural do Canadá, restrições nos gasodutos, e baixos níveis de armazenamento de gás natural em toda a região do Pacífico.

Em 2023, os preços da energia CAISO voltaram a um patamar mais baixo devido às condições de verão mais amenas e aos preços mais baixos do gás natural.

Figura 32: Histórico do preço de energia na Califórnia em 3 nós de referência: Norte, Palo Verde e Sul. Fonte: Elaboração própria com dados de [35].



A CRISE ENERGÉTICA DE 2000-2001

Em 2000 e 2001, a Califórnia passou por uma grande crise energética, que culminou em uma série de apagões extensos. Na reforma energética implementada na década de 1990, as empresas de eletricidade do estado foram desregulamentadas. A política de desregulamentação energética implementou limites bastante restritos para o ajuste do preço de venda de energia no mercado varejista. No entanto, a reforma não promoveu uma redução dos custos de energia. Pelo contrário, ao manter o preço de energia artificialmente baixo aos olhos do consumidor final, eliminou-se os sinais de preço, o que – junto ao aumento da temperatura com a chegada do verão – causou um aumento na demanda. As empresas comercializadoras foram forçadas a atender os contratos já estabelecidos, sendo forçadas a comprar energia a preços altos dos geradores e a vender a preços baixos para o consumidor final.

A falta de competição no mercado permitiu ainda que algumas empresas manipulassem os preços de energia no mercado atacadista, inflacionando-os artificialmente. Em janeiro de 2001, alguns geradores declararam indisponibilidades, a fim de criar um cenário de escassez de oferta e aumentar o preço de atacadista de energia. Outra tática utilizada foi a “lavagem de megawatts”, onde comercializadores (visando contornar os limites de preços impostos) compravam eletricidade na Califórnia em momentos de preços mais baixos, vendiam-na a um comprador de fora do estado e depois recompravam-na a um preço ligeiramente mais elevado para revender na Califórnia a preços altos em momentos de escassez. Outras vezes, programavam-se transações entre nós visando criar congestões na rede que impactassem também no aumento dos preços.

Adicionalmente, a Califórnia não havia investido significativamente na expansão do sistema nos anos anteriores, estabelecendo uma forte dependência de importação de estados vizinhos. No entanto, à época da crise, uma seca assolou o noroeste do Pacífico, reduzindo significativamente a quantidade de eletricidade disponível para importação a partir de centrais hidroelétricas na região. Isto reforçou o aumento do preço de energia no mercado californiano. O substancial aumento dos custos no mercado atacadista, junto a limitação de repasse de custos aos consumidores, colocou os comercializadores em uma situação financeira bastante complicada, fazendo com que as empresas elétricas de outros estados relutassem em vender energia para a Califórnia.

Somado a tudo isso, a Califórnia enfrentou um verão mais quente do que o normal, que, sem os sinais de preço ao consumidor final, levou a picos na demanda. O sistema californiano não foi capaz de atender ao aumento de demanda dentro da conjuntura em que estava, o que levou a longos apagões no estado. Os apagões começaram mais restritos, mas em março de 2001 atingiram todo o estado. O governo federal precisou intervir, exigindo que as empresas elétricas vendessem energia para a Califórnia, mas ainda assim os apagões continuaram. Fatores como problemas com grandes linhas de transmissão e a ruptura de um gasoduto crítico restringiram o fornecimento de energia em momentos cruciais.

Após a crise energética de 2000-2001 na Califórnia, o governo estadual criou um Plano de Ação Energética para garantir a segurança do futuro energético da Califórnia. O plano previa, entre outras coisas, medidas como o aumento da produção estatal de eletricidade através de novas instalações, o incentivo à conservação e a modernização da infraestrutura da rede. O estado também impôs padrões de conservação e eficiência para edifícios governamentais. Dentre os desdobramentos, houve a criação do mecanismo de Adequação de Suprimento em 2004 e das exigências de consumo de recursos renováveis em 2006. [36], [37]

OS APAGÕES RECENTES

Em agosto de 2020, centenas de milhares de Californianos ficaram sem energia em longos apagões em meio a uma onda de calor na Califórnia, marcando a primeira vez em quase 20 anos em que ocorreram apagões devido à insuficiência de oferta de energia no sistema. Desde então, novas ameaças de apagão vêm acontecendo a cada verão.

Apesar da construção de novas centrais elétricas, de enormes sistemas de armazenamento de baterias e da reativação de alguns geradores a combustíveis fósseis que haviam sido aposentados nos últimos anos, a Califórnia ainda depende fortemente da importação de energia de outros estados para atender a demanda do sistema. No entanto, as ondas de calor que vem atingindo o estado não afetam apenas o sistema californiano, mas também impactam em aumento de demanda em outros estados e, conseqüentemente, em uma menor disponibilidade de energia para importação e em preços mais elevados. À medida que as mudanças climáticas tornam os fenômenos meteorológicos extremos mais frequentes, a situação se torna cada vez mais crítica.

As ondas de calor e o aumento da temperatura não impacta apenas no aumento da demanda do sistema. Aumentam os incêndios florestais, que causam fumaça e nuvens que afetam a geração de energia por meio de fontes eólica e solar – que correspondem a grande parte da capacidade de geração do sistema Californiano. Além de afetar a geração eólica e solar, as usinas de gás natural – que correspondem a quase metade da capacidade instalada do estado - ficam excessivamente sobrecarregadas com o calor extremo e tem seu potencial de geração drasticamente reduzido.

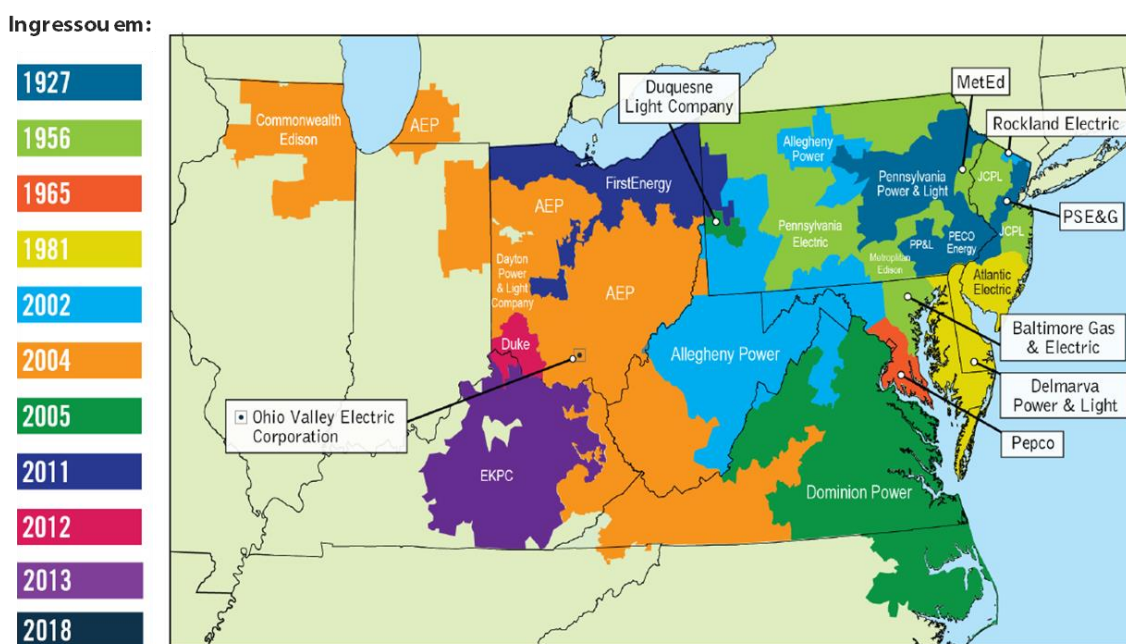
A seqüência de apagões recentes na Califórnia aumentou a preocupação com o atual desenho do mecanismo de adequação de recursos. O programa de adequação de recursos da Califórnia nasceu após a crise elétrica de 2000-2001 justamente para prevenir eventos de cortes de carga devido à escassez de suprimento. Uma das principais preocupações é que, à medida que a rede da Califórnia integra recursos de energia limpa mais dependentes das variações climáticas, o programa de adequação de recursos precisa olhar para além dos picos de demanda, e considerar também outros períodos em que poderão ocorrer eventos que ameçam a confiabilidade do sistema. Nesse sentido, estão sendo discutidas atualizações do programa. [38], [39], [40]

3.9. PJM

A origem do PJM data de 1927, quando três concessionárias (PP&L, PECO e PSE&G) se uniram, buscando benefícios da integração. Em 1997 o PJM se tornou um operador independente, neutro aos agentes de mercado, mesmo ano em que inaugurou seu primeiro mercado atacadista baseado em ofertas. Ao longo dos anos, várias concessionárias ingressaram, aumentando a presença do PJM no território nacional.

O PJM está presente em treze estados dos Estados Unidos, parcialmente ou em sua totalidade, mais o Distrito de Colúmbia. São eles Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia e Virgínia Ocidental.

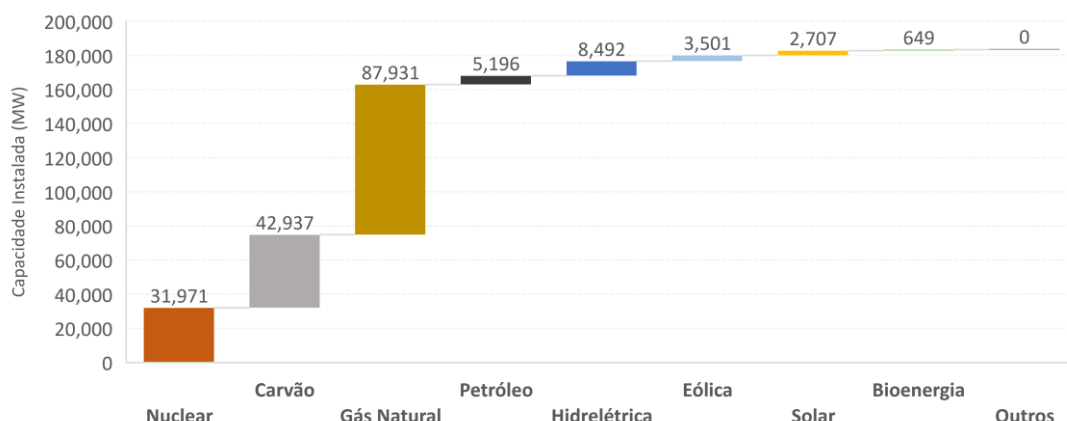
Figura 33: Área de atuação do PJM. Fonte: [41].



3.9.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O PJM é, e sempre foi, um sistema termoeletrico (Monitoring Analytics, 2023). Ao longo dos anos, a alteração mais expressiva foi a substituição do carvão pelo gás. Ao fim de 2022 o sistema contava com 183,4 GW de capacidade instalada, composto principalmente por termoeletricas a gás natural (48%), carvão (23%) e nucleares (17%). Estas três fontes correspondem a 89% da capacidade do PJM. Os demais 11% são compostos por hidroelétricas (5%), térmicas a óleo (3%), eólicas (2%), solares (1%) e resíduos (menos de 1%).

Figura 34: Mix de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [7].



3.9.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

O PJM segue diretrizes e boas práticas de diversas entidades governamentais e da indústria, de forma a garantir a confiabilidade da operação do sistema elétrico. O PJM e os mercados atacadistas de energia elétrica são regulados pela FERC, uma agência independente que regula o comércio e a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo, além do processo de licenciamento de projetos hidrelétricos e de gás natural. Os mercados de varejo são regulados a nível estadual [42].

A seguir, detalham-se as principais instituições vinculadas ao PJM, bem como suas principais atribuições.

Figura 35: Caracterização institucional do setor elétrico. Fonte: Elaboração própria.



PJM INTERCONNECTION LLC

O PJM é um operador regional da transmissão (Regional Transmission Operator, RTO) na interconexão leste dos Estados Unidos. Por ser um RTO, o PJM é designado pelo governo federal como responsável pela operação dos mercados atacadistas para energia elétrica e pelo despacho centralizado dos recursos

de geração de sua área de atuação. Ainda, o PJM é o responsável por planejar e coordenar a expansão e os reforços no sistema de transmissão de sua região.

O PJM opera os mercados Dia Seguinte (*Day-ahead*), Tempo Real (*Real-time*), de serviços ancilares, de capacidade e de direitos financeiros de transmissão, sendo responsável desde a elaboração das regras, a implementação de plataformas, a liquidação dos mercados e faturamento dos agentes.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE)

É um departamento executivo criado em 1977 por meio do *DOE Organization Act*, cuja missão é “garantir a segurança e a prosperidade dos Estados Unidos, abordando seus desafios energéticos, ambientais e nucleares por meio de soluções transformadoras de ciência e tecnologia”. O DOE é liderado pelo Secretário de Energia, um membro do gabinete do presidente. A FERC é uma agência reguladora independente dentro do DOE e, de acordo com o *DOE Organization Act*, o DOE e o FERC às vezes têm autoridades sobrepostas sob alguns de seus estatutos mais relevantes, como o *Federal Power Act* (FPA).

Em situações excepcionais (por exemplo, em um racionamento ou mesmo em períodos de alta demanda), o DOE possui autoridade para ordenar o acionamento de recursos no PJM – como ocorreu em dezembro de 2022.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)

É a agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. A FERC também analisa propostas para construir terminais de GNL e gasodutos interestaduais, bem como licencia projetos hidrelétricos. Algumas de suas responsabilidades no setor de eletricidade incluem: regulamentação da transmissão e comercialização atacadista de energia interestadual, análise de fusões, aquisições e transações de empresas, proteção da confiabilidade do sistema de transmissão interestadual de alta tensão, por meio de padrões de confiabilidade obrigatórios, e monitoramento dos mercados de energia.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC)

É uma autoridade reguladora internacional, cuja missão é promover a redução dos riscos associados à confiabilidade e segurança da rede. A NERC desenvolve os padrões de confiabilidade dos sistemas elétricos, avalia anualmente a confiabilidade sazonal e de longo prazo dos sistemas, monitora os sistemas de energia norte-americanos etc. Além disso, a NERC está sujeita à supervisão da FERC e das autoridades governamentais do Canadá.

RELIABILITYFIRST CORPORATION

É uma entidade regional de confiabilidade que supervisiona a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico interligado em grande parte da região atendida pelo PJM. É responsável por aplicar os padrões de confiabilidade estabelecidos pela NERC e monitorar a conformidade das operações da rede elétrica para com estes parâmetros. A ReliabilityFirst foi criada e aprovada pela NERC em 2006.

SERC RELIABILITY CORPORATION

É uma entidade também criada e aprovada pela NERC em 2006, com atribuições muito similares às da ReliabilityFirst. A SERC, entretanto, supervisiona a área atendida pela empresa Dominion Energy.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA)

Regula, dentre outros aspectos ambientais, as emissões de gases de efeito estufa dos geradores de energia elétrica.

COMMODITY FUTURES TRADING COMMISSION (CFTC)

Regula os mercados de derivativos, monitorando possíveis abusos nas negociações de *commodities*. A CFTC não tem autoridade sobre os mercados administrados pelos operadores independentes, como o PJM, apenas sobre a negociação de derivativos.

MONITOR DE MERCADO INDEPENDENTE

A Monitoring Analytics atua como Monitor de Mercado Independente (*Independent Market Monitor, IMM*) dos mercados atacadistas de eletricidade operados pelo PJM. Nessa função, a Monitoring Analytics é responsável por avaliar a conduta dos participantes do mercado e as regras que comprometem a eficiência ou distorcem os resultados do mercado, emitindo periodicamente relatórios que fornecem uma avaliação independente do desempenho competitivo e da eficiência operacional do mercado. Se reporta diretamente ao Conselho de Administração do PJM e à FERC.

COMISSÕES ESTADUAIS DE SERVIÇO PÚBLICO

Geralmente têm jurisdição sobre os mercados de varejo, supervisionando seu funcionamento e regulando termos e condições comerciais associados às vendas de energia elétrica pelos varejistas, mesmo naqueles estados onde o varejo foi “liberalizado” – muito embora o regulador não defina os planos e preços, pode estabelecer regras para a atuação dos varejistas.

As comissões (e às vezes outras agências estaduais) também regulam a construção de instalações de distribuição, transmissão e geração (exceto usinas hidrelétricas e nucleares). Quando um projeto ocupa território de dois ou mais estados, é necessário obter autorização das comissões de cada estado afetado e, em geral, de quaisquer outras agências estaduais relevantes.

São exemplos de comissões estaduais a *Pennsylvania Public Utility Commission*, no estado da Pensilvânia, e a *Michigan Public Service Commission*, no estado de Michigan.

ORGANIZATION OF PJM STATES, INC. (OPSI)

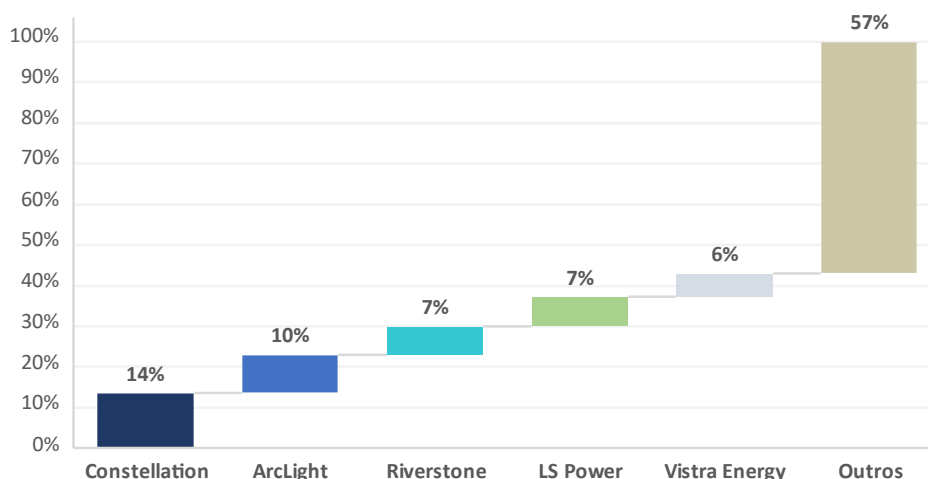
É uma organização intergovernamental de agências reguladoras de serviços públicos de 14 estados presentes na área de atuação do PJM. Criada em 2005, a OPSI coordena análises de dados/questões e formulação de políticas relacionadas ao PJM, suas operações, seu monitor de mercado independente e assuntos regulatórios em geral.

Sua atuação se dá no *Stakeholder Process* (mais sobre isso adiante), onde a organização atua como um conselheiro do Conselho de Administração do PJM na tomada de decisões sobre regras de mercado. Embora o OPSI atue como um órgão regional, suas ações não infringem os papéis individuais de cada uma das 14 agências como reguladores estaduais dentro de seus respectivos territórios.

3.9.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

O mercado de geração no PJM conta com considerável participação privada: em 2022, os cinco maiores agentes atuantes no mercado de capacidade organizado pelo PJM eram empresas totalmente privadas (Arclight Capital Partners, Riverstone Holdings e LS Power Group, 2º, 3º e 4º maiores agentes, respectivamente) ou de capital aberto (Constellation Energy Generation, o maior agente, e Vistra Energy, 5º maior agente). Ao fim de 2022 havia cerca de 340 agentes de geração no PJM, sendo que a capacidade instalada dos cinco maiores correspondia a 43% de participação total [7].

Figura 36: Concentração de mercado na capacidade instalada em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [7].



CONSTELLATION ENERGY GENERATION, LLC

É um dos principais geradores de energia renovável nos Estados Unidos, com uma frota total de 32,4 GW distribuídos em diversos estados dos Estados Unidos (20,4 dos quais são presentes na área operada pelo PJM) nas fontes eólica, solar e nuclear. Foi formada em 2022, a partir da separação das atividades de geração e comercialização da Exelon – que permanece atuando em transmissão e distribuição.

ARCLIGHT CAPITAL PARTNERS, LLC

É uma gestora de investimentos dedicada a projetos de infraestrutura que, em 2022, adquiriu diversas plantas de geração da NRG Energy Inc. e PSEG Power. Hoje conta com 14,2 GW de capacidade instalada na região operada pelo PJM.

RIVERSTONE HOLDINGS LLC

Também é uma gestora de investimentos dedicada a projetos de infraestrutura, com um braço (Riverstone Energy Limited) dedicado investimentos em energia na América do Norte, América do Sul, Europa e Ásia. Possui mais de 27 GW de capacidade em seu portfólio.

LS POWER GROUP

É uma empresa focada no desenvolvimento e operação de projetos de geração e transmissão energia, responsável pelo desenvolvimento, gestão ou aquisição de mais de 46 GW em projetos na América do Norte. Possuem investimentos em térmicas a gás natural, parques eólicos, solares e baterias.

VISTRA ENERGY CORP.

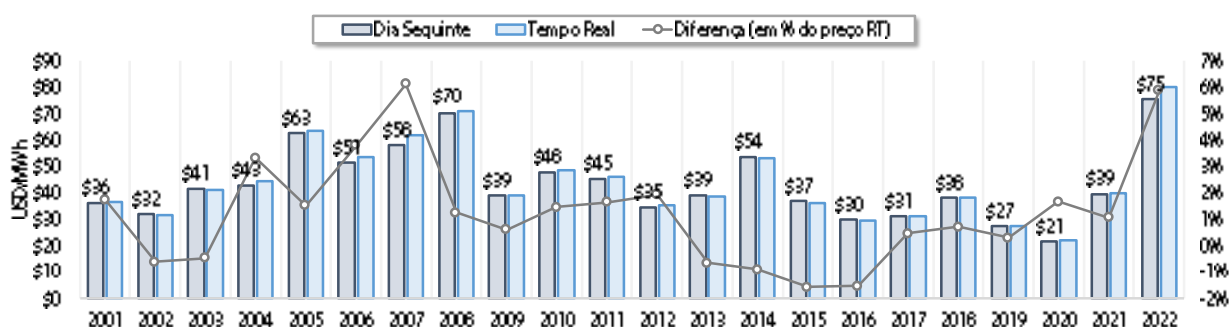
É uma companhia integrada de geração e comercialização varejista presente em 20 estados dos Estados Unidos, com uma capacidade instalada total de 37 GW e que atende 4 milhões de consumidores de energia elétrica e gás natural.

3.9.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

O gráfico a seguir mostra a evolução dos preços nos mercados Dia Seguinte e Tempo Real, para o período entre 2001 e 2022, em base anual. Em termos anuais, os preços do Dia Seguinte e do Tempo Real apresentaram níveis bastante próximos, variando entre 1% ou 2% em quase todos os anos. Esta pequena diferença de preços entre o mercado do Dia Seguinte e Tempo Real é desejável, pois leva a uma antecipação “mais eficiente” dos recursos necessários para satisfazer as necessidades do sistema já no momento do mercado do Dia Seguinte (e, por consequência, na operação em tempo real).

Como será explorado no capítulo 4, as regras de mercado do PJM permitem aos participantes arbitrar diferenças previsíveis entre preços dos mercados Dia Seguinte e Tempo Real, o que leva à convergência de preços desde que (i) haja baixas barreiras para comprar e vender em qualquer um dos mercados; e (ii) haja informações suficientes para permitir que os participantes do mercado antecipem os preços futuros do Tempo Real.

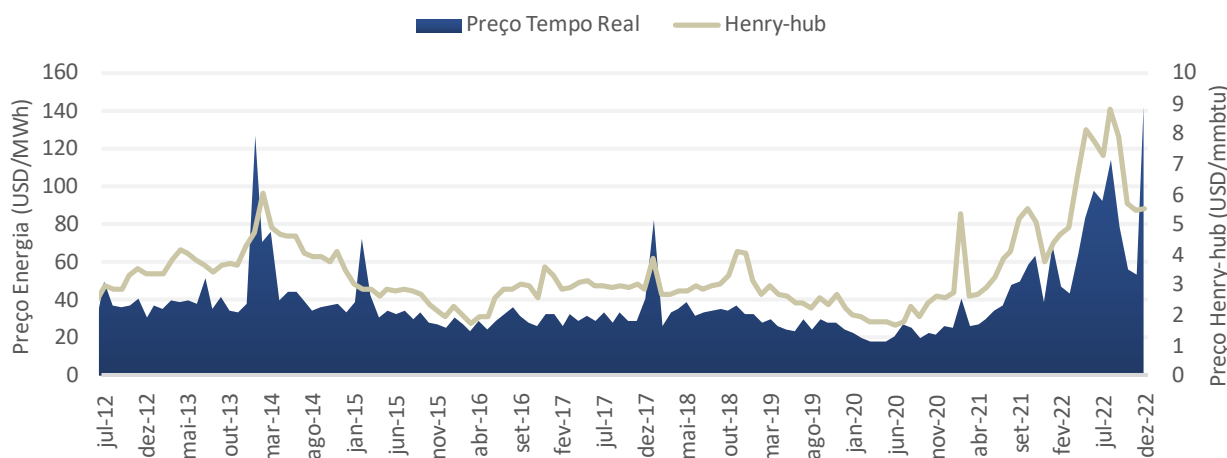
Figura 37: Preços Dia Seguinte e Tempo Real. Fonte: Elaboração própria com dados de [7].



Com relação à evolução dos preços ao longo do tempo, a principal variável explicativa é o preço do gás natural utilizado para geração termoeletrica – lembrando que, em 2022, o gás natural correspondia 48% da capacidade instalada e a 40% da geração de eletricidade no PJM. Por exemplo, em 2022 as termoeletricas a gás estiveram na margem (aquele que determina os preços na ordem de mérito) durante 75% do tempo, enquanto termoeletricas a carvão estiveram na margem 10% do tempo.

O gráfico a seguir compara a evolução mensal dos preços do mercado de Tempo Real e do Henry-hub, para o período entre 2010 e 2022, o que ilustra este comportamento.

Figura 38: Preços do mercado Tempo Real (energia) e Henry-hub (gás). Fontes: Elaboração própria com dados de [43], [44].



Análises realizadas pelo monitor de mercado comprovam esta influência: por meio de simulações de sensibilidade, o monitor é capaz de identificar, a cada ano, quais foram as principais variáveis que influenciaram no comportamento dos preços de curto-prazo [7]. A tabela a seguir mostra os resultados desta análise para os anos de 2021 e 2022. O percentual indica a influência de determinada variável sobre os preços de curto-prazo, em base anual; quanto maior o percentual, mais esta variável explica os preços de curto-prazo. “Gás” e “Carvão” se referem aos custos dos combustíveis; “Markup” é uma estimativa da margem adicional inserida pelos agentes em suas ofertas, para além de seus custos operativos; “Penalidades” e “Price adder” se referem a adicionais de preços originados da formulação do problema de otimização – penalidades por violação de restrições, etc.

Tabela 4: Principais variáveis que influenciam os preços do mercado de Tempo Real. Fonte: [44].

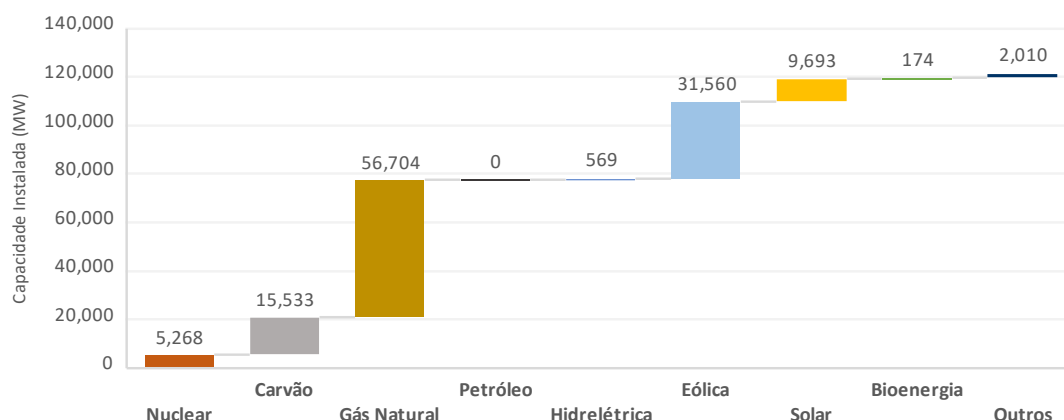
Ano	Gás	Carvão	Markup	Penalidades	Price adder
2021	54%	10%	9%	8%	6%
2022	52%	7%	9%	6%	6%

3.10. TEXAS (ERCOT)

3.10.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

No final de 2022, o sistema do ERCOT (*Electric Reliability Concil of Texas*) possuía cerca de 120 GW de capacidade instalada e 1.150 usinas em operação. Centrais térmicas a gás natural representam 47% da capacidade instalada; eólicas 26%; térmicas a carvão 13%; solares fotovoltaicas 8%; nucleares 4% e sistemas de armazenamento 2%. Entre 2002 e 2022, houve o descomissionamento de cerca de 18,9 GW de capacidade instalada no ERCOT: 12,9 GW de gás natural, 5,5 GW de carvão e 0,4 GW de demais fontes.

Figura 39: Capacidade instalada no Texas por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [8].



3.10.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Todos os participantes do ERCOT estão sujeitos às leis e regulamentações estaduais e federais. A nível federal, os agentes que possuem ou operam instalações no ERCOT estão sujeitos à supervisão da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) e *Texas Reliability Entity* (TRE). A nível estadual, os participantes do ERCOT estão sujeitos à supervisão da *Public Utility Commission of Texas* (PUCT), que contrata um Monitor de Mercado Independente (IMM) para auxiliar nas atividades de supervisão e fiscalização. A seguir se detalham as principais instituições vinculadas ao ERCOT, bem como suas principais atribuições.

Figura 40: Caracterização institucional do setor elétrico do Texas. Fonte: Elaboração própria.



FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC)

A FERC é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. A Comissão também analisa propostas para construir terminais de GNL e gasodutos interestaduais, bem como licencia projetos hidrelétricos. Algumas de suas responsabilidades no setor de eletricidade incluem: regulamentação da transmissão e comercialização atacadista de energia

interestadual, análise de fusões, aquisições e transações de empresas, proteção da confiabilidade do sistema de transmissão interestadual de alta tensão por meio de padrões de confiabilidade obrigatórios e monitoramento dos mercados de energia.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC)

A NERC é uma autoridade reguladora internacional cuja missão é promover a redução dos riscos associados à confiabilidade e segurança da rede. A NERC desenvolve os padrões de confiabilidade dos sistemas elétricos, avalia anualmente a confiabilidade sazonal e de longo prazo dos sistemas, monitora os sistemas de energia norte-americanos, etc. Além disso, a NERC está sujeita à supervisão da FERC e das autoridades governamentais do Canadá.

TEXAS RELIABILITY ENTITY (TRE)

A TRE é responsável por garantir a confiabilidade do sistema elétrico do ERCOT, monitorando a conformidade com os padrões de confiabilidade da NERC, desenvolvendo padrões regionais e relatando a conformidade com os protocolos ERCOT.

ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS (ERCOT)

O ERCOT consiste em um *Independent System Operator* (ISO) e uma organização sem fins lucrativos que opera o mercado atacadista de energia do estado do Texas. Entre suas funções estão: manter a confiabilidade do sistema elétrico, facilitar um mercado atacadista competitivo, garantir acesso aberto à transmissão, e facilitar um mercado de varejo competitivo. O ERCOT não é um participante do mercado e não possui ativos de geração, transmissão e/ou distribuição, mas gerencia como esses recursos operam de forma integrada no sistema para fornecer o serviço de energia elétrica confiável aos cidadãos do Texas. O ERCOT é responsável por realizar as contratações de energia, serviços ancilares e direitos financeiros de congestão nos mercados do dia seguinte e em tempo real, além de realizar as liquidações financeiras e faturamento do mercado atacadista de energia e a administração do segmento de varejo (embora não tenha acesso às informações das contratações bilaterais entre participantes do mercado).

PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS (PUCT)

A PUCT é responsável por supervisionar todo o mercado, incluindo assistência ao cliente na resolução de reclamações de consumidores, e monitorar a atividade no ERCOT para identificar possível poder de mercado e práticas antiéticas. A PUCT também contrata o Monitor de Mercado Independente (IMM) para supervisionar e revisar o funcionamento do mercado atacadista.

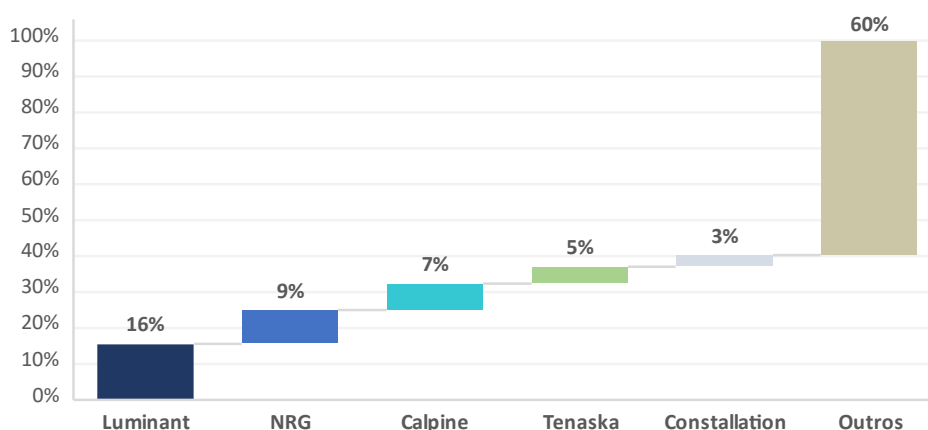
MONITOR DE MERCADO INDEPENDENTE (IMM)

A *Potomac Economics* atua como Monitor de Mercado Independente (IMM) do mercado atacadista de eletricidade operado pelo ERCOT. Nessa função, a empresa é responsável por avaliar a conduta dos participantes do mercado e as regras que comprometem a eficiência ou distorcem os resultados do mercado, emitindo periodicamente relatórios que fornecem uma avaliação independente do desempenho competitivo e da eficiência operacional do mercado.

3.10.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Estima-se que há cerca de 600 empresas de geração operando atualmente na região do ERCOT, sendo todas elas privadas. Pode-se dizer que o segmento de geração é pouco concentrado, pois as 3 maiores empresas representam cerca de 32% da capacidade instalada do sistema. São elas: Luminant, NRG e Calpine, que juntas totalizam 39,3 GW de capacidade instalada. As subseções a seguir apresentam uma descrição de cada empresa, bem como do seu portfólio de geração em operação na região do ERCOT.

Figura 41: Participação das principais empresas no setor de geração do Texas em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados de [15].



LUMINANT

A Luminant possui atualmente 21 usinas em operação da região do ERCOT (usinas térmicas a gás natural, carvão, nuclear, solar e bateria), que totalizam 19,1 GW de capacidade instalada, representando 15,7% da capacidade total do sistema. As 14 usinas a gás natural representam 59% da capacidade instalada da empresa; as 3 usinas a carvão representam 24% da capacidade; a usina nuclear representa 12%; o sistema de armazenamento a bateria representa 4%; e as 2 usinas solares representam 1%.

NRG

A NRG possui atualmente 12 usinas em operação no ERCOT (térmicas a gás natural, carvão, nuclear e um pequeno sistema de armazenamento), que totalizam 11,2 GW de capacidade instalada, correspondendo a 9,2% da capacidade total do sistema. As 8 usinas a gás natural representam 53% da capacidade da empresa; enquanto as 2 usinas térmicas a carvão representam 37% da capacidade; e a usina nuclear representa 10% da capacidade (o sistema de armazenamento a baterias possui apenas 2 MW de capacidade instalada). A NRG possui 100% de propriedade em 10 usinas, 50% de propriedade em uma usina a gás natural de 252 MW e 44% de propriedade na usina nuclear.

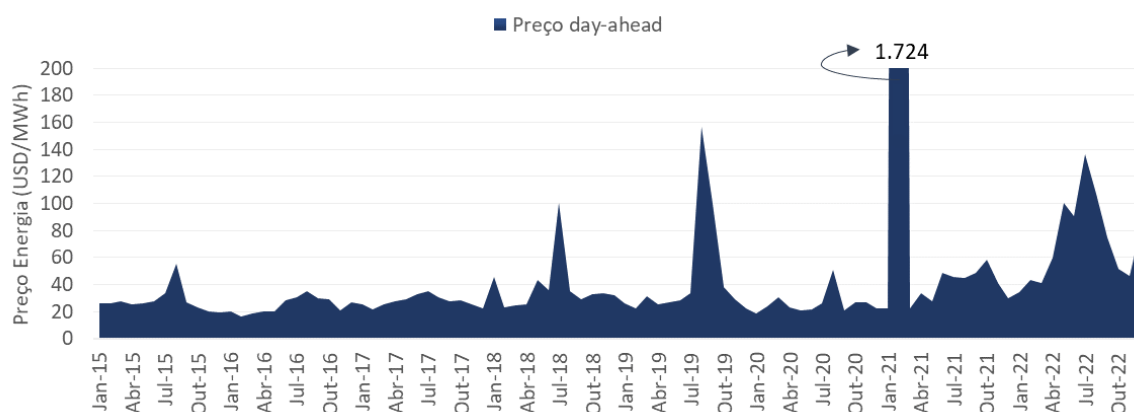
CALPINE

A Calpine possui atualmente 12 usinas em operação na região do ERCOT, todas térmicas a gás natural (ciclo combinado ou cogeração), que totalizam 9 GW de capacidade instalada, e representam 7,4% da capacidade instalada total do sistema. Entre os ativos, a Calpine tem 100% de propriedade em 10 centrais, 75% de propriedade em 1 usina de 776 MW e 78,5% de propriedade em 1 usina de 395 MW.

3.10.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Existem dois fatores principais que explicam a dinâmica dos preços de energia no ERCOT: o preço de combustível (gás natural) e o número de horas de escassez de oferta no ano. Como o preço de combustível representa grande parte dos custos marginais de geração térmica, e usinas a gás natural geralmente são as unidades marginais no mercado, os preços de energia tendem a apresentar forte correlação com os preços do gás. Além disso, como um mercado *energy-only*, condições de escassez de oferta se traduzem em preços altos para fornecer os sinais econômicos corretos para o desenvolvimento de novos recursos e manutenção dos recursos existentes.

Figura 42: Histórico do preço de energia no Texas. Fonte: Elaboração própria com dados de [45].



PERÍODO 2015-2020

Entre 2015-2020 os preços mensais de energia no mercado em tempo real do ERCOT variaram entre 15-50 USD/MWh, com exceção de agosto de 2019, quando os preços atingiram cerca de 165 USD/MWh. A dinâmica dos preços de energia em geral acompanha os movimentos dos preços do Henry Hub (HH): entre 2015-2016, quando o HH foi em média 2,6 USD/MMBtu, os preços de energia foram em média 25 USD/MWh; já no período 2017-2018, quando o HH médio subiu para 3,1 USD/MMBtu, os preços de energia médios também subiram para 31 USD/MWh; por fim, entre 2019-2020 (com exceção de agosto e setembro de 2019), os preços de energia médios caíram para 27 USD/MWh, acompanhando a queda do HH para 2,3 USD/MMBtu em média no período. A alta dos preços em agosto de 2019 especificamente (ainda refletida parcialmente em setembro de 2019) ocorreu por conta de condições de escassez de energia em algumas horas de agosto (principalmente) e setembro, quando os preços atingiram o valor máximo de mercado de 9.000 USD/MWh (vigente na época) por mais de 2 horas.

2021 E A TEMPESTADE DE INVERNO URI

Em fevereiro de 2021, o ERCOT presenciou uma tempestade de inverno (conhecida como *Winter Storm Uri*) que causou diversas interrupções prolongadas na prestação do serviço de eletricidade e gás natural em toda a região do ERCOT. A tempestade foi caracterizada por temperaturas muito baixas em todo o estado, com condições muito mais severas das usuais no pico do inverno. Esse evento climático extremo resultou em um aumento significativo da demanda (muito acima da prevista no inverno) simultaneamente com uma indisponibilidade de geração. O aumento no consumo combinado com a redução na geração provocou um grande desequilíbrio entre oferta e demanda, resultando em

constantes cortes de carga – no auge da tempestade, por exemplo, mais de 52 GW de recursos de geração estavam indisponíveis.

As prolongadas horas de escassez de oferta (principalmente) combinado com um aumento nos preços do gás durante a tempestade (HH subiu para 5,1 USD/MMBtu) provocaram uma disparada nos preços de energia no ERCOT, que atingiram valores próximos a 1.800 USD/MWh no mês no mercado em tempo real. Os preços anuais em 2021 também se viram afetados, atingindo valores médios de 180 USD/MWh no ano (historicamente, os preços médios anuais de energia no ERCOT foram constantemente abaixo de 50 USD/MWh).

PERÍODO RECENTE (PÓS-2021)

Após o evento da tempestade Uri, o ERCOT passou a adotar uma postura operacional mais conservadora para garantir a disponibilidade de reservas no mercado, além de aumentar o requerimento de algumas reservas no sistema para os dias com alta incerteza na demanda. Os preços após a tempestade (entre março e dezembro de 2021) estabilizaram em torno de 40 USD/MWh, quando o preço médio do HH nesse mesmo período também reduziu para 3,8 USD/MMBtu.

No entanto, em meados de 2022, o aumento dos preços de combustível (e do gás natural) em uma escala global por conta da guerra na Ucrânia, levou a um aumento dos preços médios de energia no ERCOT – em 2022, quando o preço médio do HH foi de 6,4 USD/MMBBtu, o preço médio de energia no ano foi superior a 70 USD/MWh no mercado em tempo real, com alguns meses superando os 100 USD/MWh (105 USD/MWh em maio e 165 USD/MWh em julho).

4. Funcionamento do mercado spot

4.1. NOTAS METODOLÓGICAS

4.1.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O objetivo desta seção é apresentar um comparativo sistemático das diferentes implementações de mercado de eletricidade de curto prazo entre os diferentes países. Esta síntese comparativa é sempre apresentada com uma estrutura rígida de duas tabelas “síntese”. A intenção é fazer uma estrutura que não seja enviesada pela regulamentação de qualquer país individual, e que seja aplicável tanto a mercados “por custo” (relatório e2r1) quanto a mercados “por oferta” (relatório e3r).

A primeira tabela síntese tem a estrutura apresentada na Tabela 5. Nota-se que há quatro principais “campos” a ser preenchidos (além de um espaço para observações):

- O primeiro campo identifica o *tipo de iterações de mercado*, que diz respeito à possibilidade de múltiplas iterações com ajustes de posição financeira à medida que se aproxima do tempo real. Os principais tipos possíveis são (i) estrutura *simples*, quando há apenas uma iteração de mercado que implica em compromissos financeiros para os agentes; (ii) estrutura *dupla*, quando há exatamente duas iterações de mercado (usualmente representando um mercado do dia seguinte com compromissos financeiros e um mercado de balanço); (iii) estrutura *múltipla*, quando há mais de duas iterações de mercado (usualmente com a introdução de liquidações algumas horas à frente, intermediárias entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço).
- O segundo campo identifica se *há diferença entre o modelo físico* (utilizado para direcionar o despacho das centrais geradoras) e *o financeiro* (utilizado para a formação de preços de liquidação). As principais categorias são (i) *nenhuma* diferença, quando o modelo é essencialmente o mesmo para ambas as representações; (ii) diferença de *parâmetro*, quando há diferenças claras nos parâmetros utilizados com as duas finalidades (por exemplo, quando o modelo físico utiliza uma representação da rede de transmissão mais detalhada do que o modelo financeiro); ou (iii) diferença *estrutural*, quando há diferenças mais profundas entre a representação do modelo físico e do modelo financeiro (que não precisam sequer utilizar o mesmo software, ou softwares análogos).
- O terceiro campo identifica o *detalhe temporal* da representação do modelo utilizado para a formação de preços (mais precisamente, da última iteração de mercado – já que mercados com liquidação dupla ou múltipla podem ter um nível de detalhe temporal variável). As principais categorias são (i) *blocos*, quando a representação tem duração superior a 1 hora; (ii) *horário*, quando a representação tem duração de exatamente 1 hora (mais comum); (iii) intervalos mais curtos permitindo maior granularidade temporal, como “30 minutos”, “15 minutos” ou inferior.
- O quarto campo identifica o *detalhe espacial* da representação do modelo utilizado para a formação de preços (novamente com foco na última iteração de mercado). As principais categorias são (i) *nó único*, quando há um único preço para todo o sistema interconectado; (ii) *zonal*, quando há um pequeno número de preços regionais (raramente mais do que dez, e nunca mais do que 100 zonas individuais); (iii) *nodal*, com uma representação de preços espaciais significativamente mais detalhada visando representar a verdadeira estrutura da rede elétrica (implicando em centenas ou milhares de preços).

Tabela 5: Resumo da caracterização base da formação de preços (exemplo)

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Simples • Dupla • Múltipla 	
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Parâmetro • Estrutural 	
Detalhe temporal da última iteração	<ul style="list-style-type: none"> • Blocos • Horaria • 15-30 min • <15min 	
Detalhe espacial da última iteração	<ul style="list-style-type: none"> • Nó único • Zonal • Nodal 	

O formato da segunda tabela síntese utilizada nesta análise comparativa padronizada é apresentado na Tabela 6, e nota-se que este é um formato significativamente mais complexo – não há uma coluna de “observações”, e na prática cada uma das 15 células representadas deve conter uma classificação (análoga às quatro células do template da Tabela 5. As linhas da tabela 5 correspondem a algumas das principais *features* dos problemas de otimização tipicamente envolvidos no despacho e formação de preço do setor elétrico, descritos a seguir. Nota-se que estas *features*, embora muitas vezes estejam ligadas a tecnologias específicas para a provisão do serviço, podem ser descritas de forma agnóstica à tecnologia:

- Os compromissos de *geração forçada* são representados no modelo como quantidades “fixas” a produzir (ou consumir) de forma não-despachável. Para um gerador térmico, por exemplo, esta linha pode estar relacionada com a representação de uma geração fixa (ou inflexível) – mas outras tecnologias como renováveis e demandas também podem ser representadas como compromissos fixos dependendo da implementação.
- A *curva quantidade-preço* representa uma relação entre uma geração (ou consumo) flexível e um custo (ou benefício) associado, que pode ser introduzido ao problema de otimização para otimização de custos. Para um gerador térmico em um mercado por custos, esta em geral é simplesmente a curva de custo de geração – mas a curva quantidade-preço também pode representar custos de oportunidade, disposições a receber, e outros conceitos.
- As *variáveis inteiras de unit commitment* indicam a representação explícita de variáveis binárias do tipo “ligado ou desligado” para alguns geradores ou unidades. Geradores térmicos muitas vezes têm este tipo de representação (com custos de arranque ou níveis de geração mínima relacionados a quais unidades estão ligadas), mas há outras tecnologias que podem se beneficiar desta representação também, como a noção de *unit commitment* hidráulico.
- A *otimização de armazenamento* envolve a representação de um recurso (armazenável) que pode ser usado em diferentes horas do dia – permitindo que o operador escolha qual o período no qual este despacho seria mais benéfico ao sistema. Este tipo de representação é mais comumente associado a geradores hidrelétricos ou ativos de armazenamento, mas hipoteticamente pode ser generalizado (um gerador térmico em situação de baixa

disponibilidade de gás, por exemplo, poderia utilizar este mesmo tipo de representação para concentrar o uso do gás disponível nas horas de ponta).

- A representação do *produto reserva (flexibilidade)* indica a necessidade de se alocar não apenas uma “geração alvo” como resultado do problema de despacho, como também uma provisão para possíveis ajustes para cima ou para baixo no curto prazo, para cobrir mudanças imprevisíveis no balanço oferta-demanda. Esta linha diz respeito em particular ao mecanismo de alocação de responsabilidade por prestar o serviço de reserva *simultaneamente* à alocação das quantidades de energia, a todas as tecnologias participantes (sejam geradores térmicos ou outras tecnologias).

Para cada uma dessas possíveis representações (representadas pelas linhas da Tabela 6), caracterizamos a sua representação em cada um dos mercados estudados por meio de três componentes (representadas pelas colunas Tabela 6):

- A componente *representação no problema de otimização* indica se a *feature* indicada em cada linha está contemplada pelas regras de formação de preço do mercado analisado. De modo a acomodar as características particulares de cada *feature*, a categorização utilizada nesta coluna varia linha a linha:
 - Para os compromissos de *geração forçada*, as *variáveis inteiras de unit commitment* e a *otimização de armazenamento*, há três possibilidades (idênticas para estas três linhas): (i) *não representado*, quando o problema de otimização não contempla este tipo de representação; (ii) *representação explícita*, quando a possibilidade de representar este tipo de *feature* é referenciada diretamente e explicitamente; (iii) *representação equivalente* (ou implícita), em que existe uma forma “equivalente” de se representar a restrição em questão. Por exemplo, a geração forçada pode ser representada de forma “equivalente” por uma curva quantidade-preço em que o preço é $\pm\infty$; uma restrição de *unit commitment* pode ser representada por meio de dependências condicionais (“se o gerador for acionado na hora t . precisa ser acionado também nas horas $t + 1, t + 2, t + 3$ ”); e uma otimização de armazenamento pode ser representada por meio de dependências mutuamente exclusivas (“o gerador pode ser acionado na hora t . desde que ele não seja acionado também nas horas $t + 1, t + 2, t + 3$ ”).
 - Para a *curva quantidade-preço*, há três principais possibilidades: (i) *bastante limitada*, usualmente quando a função custo deve seguir algumas características rígidas (constante em todas as horas do dia, descrito por apenas 1 ou 2 patamares na curva quantidade-preço, ou outra limitação análoga); (ii) *bastante flexibilidade*, quando as regras de mercado permitem uma representação bastante rica e com múltiplos segmentos de preço-quantidade para esta relação; e (iii) *alguma flexibilidade*, para países com representação de complexidade “intermediária”.
 - Para o *produto reserva (flexibilidade)*, há três principais possibilidades: (i) *não representado*, quando a alocação de flexibilidade/reserva operativa não é uma variável de decisão do problema de despacho e formação de preços (embora possa estar prevista pela regulamentação, por exemplo com uma alocação pré-fixada), (ii) *quantidade fixa*, quando a demanda por reserva é uma quantidade pré-determinada representada em uma restrição de balanço (de modo que a soma das contribuições de cada um dos agentes individuais à provisão de reserva deve corresponder à demanda por reserva do sistema);

- (iii) reserva *sensível a preço*, quando o balanço de reserva é representado como uma curva de disposição a pagar no lugar de uma quantidade fixa¹⁰.
- A componente *flexibilidade de declaração dos agentes* indica a influência que os agentes têm ou podem ter, para a representação dos parâmetros chave que caracterizam essa componente de representação no problema de otimização. Esta componente é caracterizada entre (i) *nenhuma* flexibilidade, quando esta componente não é representada no problema de otimização ou quando está totalmente fora do controle do agente (i.e. parametrização inteiramente centralizada); (ii) flexibilidade *esporádica*, quando há um processo que possibilita revisar estes parâmetros em intervalos relativamente espaçados (no mínimo 1 mês); (iii) possibilidade de declaração *frequente restrita*, quando os agentes podem submeter novas informações com uma frequência maior (por exemplo, semanalmente ou diariamente) mas em que esta informação é comparada com parâmetros de referência calculados centralizadamente de forma relativamente restrita; e (iv) possibilidade de declaração *frequente flexível*, em que ou não são feitas validações pelo operador ou são feitas validações comparativamente brandas, dando mais flexibilidade aos agentes.
 - Nota-se que um mercado que fosse ao extremo na representação “por custos” teria todas as componentes desta coluna representadas como “nenhuma”; ao passo que um mercado que fosse ao extremo na representação “por ofertas” teria todas as componentes desta coluna representadas como “frequente flexível”. Na prática, quase todos os mercados adotam algum tipo de solução híbrida, combinando componentes “por custo” e “por oferta” em diferentes elementos representados no problema de otimização.
 - A componente *distinção entre tecnologias* indica se, na regulamentação do país, há diferenciação entre as tecnologias no seu acesso à *feature* representada na linha em questão. Nota-se que as duas primeiras colunas da tabela são preenchidas de acordo com a tecnologia que possui *maior* flexibilidade (para representação no problema de otimização e para ajustes de parâmetros pelos agentes), de modo que a coluna de distinção entre as tecnologias deve indicar: (i) se o tipo de representação descrito na linha em questão é *restrito* a poucas tecnologias (por exemplo, se apenas geradores térmicos têm acesso a determinada *feature* de representação ou se outros geradores têm menos flexibilidade para ajuste de parâmetros); (ii) se a representação está disponível a essencialmente todas as *tecnologias de geração* centralizada, inclusive geradores renováveis ou híbridos de grande porte; (iii) se a representação está disponível a essencialmente *todas as tecnologias* de natureza física, inclusive agentes de demanda; e (iv) se a representação, além de estar disponível para todas as tecnologias, também é estendida *inclusive a ofertas “virtuais”*, isto é, a agentes comercializadores que não possuem nenhum ativo físico. Uma quinta opção é indicar nesta coluna que a distinção *não se aplica*, quando o país não prevê que esta representação esteja disponível a nenhuma tecnologia.

Esta estrutura sintética permite facilmente fazer algumas comparações entre a regulamentação dos diferentes países – por um lado, indicando o quão *abrangentes e flexíveis* são as representações do problema de otimização adotadas (informações das colunas 1 e 3 da Tabela 6), e por outro indicando o grau de *flexibilidade e autonomia* concedido aos agentes para a representação do problema (informações

¹⁰ Este paradigma de representar uma curva sensível a preço para a demanda por reservas operativas foi bastante explorado, por exemplo, em (Hogan, 2019)

da coluna 2). Esta estrutura também deixa claro que a classificação dos países entre mercados “por custo” ou “por oferta” tem natureza multifacetada, havendo um conjunto amplo de possíveis soluções “híbridas” que podem ser implementados.

Tabela 6: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços (exemplo)

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	<ul style="list-style-type: none"> • Não representado • Explícito • Equivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Esporádica • Frequente restrita • Frequente flexível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não se aplica • Restrito • Tecnologias geração • Todas as tecnologias • Virtual inclusive
Curva quantidade-preço	<ul style="list-style-type: none"> • Bastante Limitada • Flexível • Intermediária 	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Esporádica • Frequente restrita • Frequente flexível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não se aplica • Restrito • Tecnologias geração • Todas as tecnologias • Virtual inclusive
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Não representado • Explícito • Equivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Esporádica • Frequente restrita • Frequente flexível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não se aplica • Restrito • Tecnologias geração • Todas as tecnologias • Virtual inclusive
Otimização de armazenamento	<ul style="list-style-type: none"> • Não representado • Explícito • Equivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Esporádica • Frequente restrita • Frequente flexível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não se aplica • Restrito • Tecnologias geração • Todas as tecnologias • Virtual inclusive
Produto reserva (flexibilidade)	<ul style="list-style-type: none"> • Não representado • Fixa • Sensível a preço 	<ul style="list-style-type: none"> • Nenhuma • Esporádica • Frequente restrita • Frequente flexível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não se aplica • Restrito • Tecnologias geração • Todas as tecnologias • Virtual inclusive

4.1.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Enquanto a seção 4.1.1 teve por principal objetivo apresentar uma *classificação* das diferentes abordagens adotadas em diferentes países, esta seção foca em uma apresentação *cronológica* das principais etapas envolvidas no procedimento de formação de preços de cada país. Esta seção descreve os principais elementos da dinâmica entre o operador, os agentes de mercado, e outras instituições no que diz respeito ao envio, recebimento e publicação de informações, bem como uso de diferentes procedimentos e *softwares*. Muitos elementos deste passo a passo já foram identificados na seção 4.1.1, tais como a possibilidade de envio de informação (“esporádica” ou “frequente”) pelos agentes de mercado, o cálculo das decisões de despacho (“modelo físico”) e formação de preços (“modelo

financeiro”) – tipicamente utilizando um modelo de otimização, e a realização das liquidações financeiras, possivelmente envolvendo múltiplas iterações de mercado (“simples”, “dupla”, ou “múltipla”). Ainda assim, os detalhes de funcionamento se tornam mais claros ao apresentar o procedimento nesta visão cronológica. Outro benefício desta abordagem é que ela possibilita dar mais destaque para outras atividades da operação que têm menos relação direta com o procedimento de formação de preços, como por exemplo etapas de “pré-despacho” (trazendo resultados indicativos).

Ao contrário da proposta da seção 4.1.1, nesta apresentação cronológica não se buscou uma padronização da forma como a estrutura de mercado é apresentada – em função das regras de cada país, os procedimentos relevantes podem iniciar-se mais perto ou mais distante do tempo real (e perdurar por bastante tempo depois da medição dos fluxos em tempo real). Esta visão das principais etapas envolvidas, portanto, segue a lógica de como as regras de mercado de cada país são definidas, chamando a atenção para os momentos destacados na própria regulamentação como “chave” para o procedimento de despacho e formação de preço da energia.

4.1.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

Esta terceira seção possui uma estrutura ainda menos rígida do que as anteriores, e o seu objetivo é destacar elementos mais particulares do desenho de mercado adotado em cada país que não tenham sido abordados nas visões gerais apresentadas anteriormente. Isto porque, ainda que seja possível caracterizar diferentes desenhos de mercado segundo uma mesma base comparativa (como apresentado na seção 4.1.1), dois mercados que tenham sido caracterizados com a mesma classificação podem envolver implementações muito diferentes na prática.

Com base na pesquisa realizada entre os países de interesse, identificou-se elementos de desenho particularmente únicos de cada país (isto é, pontos em que a implementação escolhida para aquele país em particular é suficientemente diferente das escolhas feitas na maior parte dos países) para que sejam descritos em mais detalhe nesta seção.

4.2. COLÔMBIA

4.2.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços na Colômbia. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 7: Resumo da caracterização base da formação de preços na Colômbia.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simples	Mercado do Dia Seguinte indicativo e liquidação <i>ex post</i>
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Explícita	
Detalhe temporal da última iteração	Preço único	Estuda-se a implementação de preços nodais
Detalhe espacial da última iteração	Horário	

Tabela 8: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços na Colômbia.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Frequente flexível	Restrito a poucas tecnologias
Curva quantidade-preço	Bastante limitada	Frequente com alguma validação	Tecnologias de geração incluindo renováveis
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Esporádica	Tecnologias de geração incluindo renováveis
Otimização de armazenamento	Explícita	Frequente com alguma validação	Restrito a poucas tecnologias
Produto reserva (flexibilidade)	Não representado	Frequente com alguma validação	Tecnologias de geração incluindo renováveis

A liberalização do setor elétrico colombiano ocorreu em 1994, quando foi implementada a desverticalização do mercado e a abertura das atividades de geração e comercialização ao setor privado (as atividades de transmissão e distribuição foram mantidas como reguladas). Uma das principais características desse processo de liberalização foi a criação de um mercado atacadista, no qual geradores e consumidores (representados pelas comercializadoras) podem negociar energia no mercado de curto prazo ou por meio de contratos negociados bilateralmente.

No Mercado Colombiano existe apenas um Mercado de Tempo Real, em que as quantidades e preços são definidos *ex post* – ou seja, são definidos após a operação com base na geração real das usinas. Embora exista um programa de despacho indicativo para o Dia Seguinte, determinado a partir das ofertas dos agentes, ele não gera obrigações físicas ou financeiras. Todos os geradores que sejam despachados centralmente são obrigados a informar diariamente suas ofertas.

No dia posterior à operação, são calculadas duas versões do despacho a partir das condições reais observadas: Despacho Ideal e Despacho Real. O Despacho Ideal é a versão utilizada para a formação de preços e não considera as restrições elétricas do sistema, definindo um único valor para todo o sistema a cada hora. O Despacho Real é equivalente à operação realizada em tempo real, considerando todas as restrições do sistema. As divergências entre o Despacho Ideal e o Despacho Real geram pagamentos adicionais (ou reconciliações) que visam remunerar os geradores que entregaram energia ao sistema, mas não foram acionados no Despacho Ideal [46].

Quanto às ofertas, estas devem ser feitas de forma individual para cada unidade geradora. No entanto, há exceção para algumas hidrelétricas do sistema localizadas de forma subsequente no mesmo rio e pertencentes à mesma empresa. Neste caso, essas usinas podem operar cascatas específicas de maneira verticalizada, isto é, operando como uma entidade de propósito comum com ofertas de preços conjuntas, de forma a cootimizar os reservatórios – o operador determina a geração conjunta da cascata e o proprietário das hidrelétricas se encarrega de distribuir esta geração alvo entre as suas usinas de modo a obter máxima eficiência da cascata. Estas usinas com ofertas em conjunto atualmente (seguindo o critério estabelecido de usinas pertencentes ao mesmo proprietário) são (i) Paraíso e Guaca; (ii)

Troneras, Guadalupe 3 e Guadalupe 4; e (iii) Alto Anchicayá e Bajo Anchicayá [47]. Nota-se que, para as outras cascatas, cada hidrelétrica submete ofertas individuais e o operador do sistema não toma qualquer atitude para promover uma coordenação entre os agentes da cascata.

Com relação às restrições técnicas, os geradores podem declarar restrições de custo de arranque, rampa de subida e descida, e geração mínima se ligado. No entanto, esses parâmetros não fazem parte das ofertas diárias, mas sim de declarações independentes que ocorrem a cada 3 meses.

Vale mencionar ainda que existem usinas no sistema que não realizam ofertas no mercado atacadista: as plantas não despachadas centralmente (PNDC), as quais possuem capacidade instalada menor que 20 MW [46]. Essas usinas podem declarar uma estimativa da sua geração (caso contrário, o próprio operador fará suas previsões) e a energia produzida é remunerada pelo preço de curto prazo. Para estas usinas, eventuais erros de previsão entre o valor estimado de geração e o valor real não são penalizados, e elas também não estão sujeitas a pagamentos por reconciliação positiva ou negativa, já que possuem prioridade de despacho. Eventuais custos de divergências ocasionadas por PNDCs são divididos entre todos os agentes do sistema.

Pelo lado da demanda, a oferta é restrita à quantidade, não sendo possível ofertar curvas de preços. Vale destacar que a demanda é calculada previamente pelo operador, que comunica aos agentes suas previsões para que estes possam sugerir modificações.

É importante ainda mencionar que, entre o mercado do Dia Seguinte e o mercado de Tempo Real, as usinas podem mudar a sua declaração de disponibilidade; mas não é possível alterar a oferta de preços realizada. Além disso, vale ressaltar também que, apesar de a reserva não ser cootimizada com o despacho do sistema, utilizam-se as mesmas ofertas de preço realizadas no mercado de energia para determinar que usinas serão selecionadas para prover reservas no mercado. As reservas obrigatórias são alocadas entre as usinas elegíveis antes do despacho econômico, através de um processo de otimização que busca minimizar o custo sistêmico. A capacidade remanescente é disponibilizada para a etapa de despacho.

Em termos de perspectivas para o futuro, a Colômbia vem realizando esforços para modernizar o setor energético e acelerar a penetração de fontes renováveis não convencionais na matriz elétrica – destaca-se em particular a Missão de Transformação Energética organizada pelo ministério, finalizada em 2020 e que tratou de uma série de temas ligados à modernização do setor [48]. Em linha com esse objetivo, o órgão regulador colombiano vem trabalhando na implementação de mercados intradiários vinculantes e preços nodais. Além disso, vem estudando a possibilidade de promover a participação de Recursos Energéticos Distribuídos no Mercado Spot, tais como a geração distribuída e serviços de armazenamento [49].

4.2.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

No mercado atacadista colombiano, as ofertas são realizadas no ambiente do Administrador do Sistema de Intercâmbios Comerciais (ASIC), que é parte do operador do sistema (XM). Todos os dias às 8:00 horas os geradores apresentam ofertas únicas de preços e quantidades com granularidade horária para as vinte e quatro horas do dia seguinte. No caso das térmicas, também deve ser informado qual configuração e combustível será utilizado (para o caso de térmicas com múltiplas configurações possíveis), assim como possíveis restrições de geração mínima.

No dia anterior à operação, o Centro Nacional de Despacho (CND) determina um despacho indicativo, considerando os critérios de confiabilidade do sistema, perdas elétricas estimadas (como um acréscimo na demanda), e restrições da rede elétrica. Esta programação serve como um indicador para os geradores da quantidade que será despachada no Mercado em Tempo Real, embora a quantidade não seja financeiramente vinculante. Este despacho também não tem qualquer relação com a formação de preços, tendo um papel puramente indicativo. Um relatório contendo informações das ofertas (preços e quantidade) para a programação do dia seguinte é publicado diariamente. Isso abre espaço para que os agentes mudem sua estratégia entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real de acordo com as ofertas publicadas. No entanto, não é possível alterar o preço oferecido entre o mercado do Dia Seguinte e o mercado de Tempo Real, apenas a disponibilidade.

No tempo real, o despacho indicativo pode ser corrigido, por meio de redespachos definidos pelo operador. Da mesma forma que os despachos determinados anteriormente não são vinculantes, os redespachos determinados pelo operador à medida que o mercado se aproxima do tempo real também não implicam obrigações financeiras. Sendo assim, em casos de indisponibilidades nas unidades geradoras, as mesmas não são penalizadas com nenhum tipo de sanção financeira, desde que apresentem uma justificativa plausível e comuniquem a situação com antecedência mínima de 1,5 horas. Isto vale também para a geração variável renovável (eólica e solar), que pode submeter revisões das suas previsões de produção até 1,5 horas antes da realização física do mercado em tempo real.

Caso haja alguma divergência entre a operação real e o despacho determinado *ex ante* pelo operador (despacho econômico programado) que não tenha sido informada pelo agente com a antecedência mínima de 1,5 horas (com variação superior a 5%), aplica-se uma compensação por desvios. A penalidade é proporcional ao preço spot e à diferença entre a quantidade calculada *ex ante* e a quantidade *ex post*.

No dia posterior à operação, são calculadas duas versões do despacho *ex post*: Despacho Ideal e Despacho Real. Em ambas as versões da simulação de mercado é utilizada a última revisão das ofertas submetidas pelos agentes no dia anterior e consideram-se as condições reais observadas do sistema (isto é, usando informações reais de medições de demanda e de produção renovável, além de eventuais indisponibilidades de equipamentos), incluindo a alocação de serviços ancilares.

A primeira versão desta simulação, chamada de Despacho Ideal, é a utilizada para a formação de preços. Embora considere os dados de entrada mais precisos das medições *ex post*, nesta simulação não são consideradas as restrições elétricas do sistema – de maneira que é definido um único preço para todo o sistema a cada hora. Como o Despacho Ideal não considera restrições da rede elétrica, é necessário fazer outra simulação que determine variáveis de decisão de despacho que sejam condizentes com a realidade física do sistema. Dessa maneira, é feita a simulação denominada Despacho Real, na qual são consideradas todas as restrições do sistema, inclusive as da rede elétrica – sendo equivalente portanto à operação realizada em tempo real.

As divergências entre o Despacho Ideal e o Despacho Real geram pagamentos adicionais (ou reconciliações) que visam remunerar os geradores que entregaram energia ao sistema, mas não foram acionados no Despacho Ideal [46]. Além disso, diariamente determina-se a remuneração adicional que deve ser destinada a cada gerador (acima dos pagamentos recebidos no mercado spot) para cobrir seus custos com base na operação realizada e nos custos declarados de cada agente. Esse valor é pago pela demanda através de uma taxa denominada ΔI . O ΔI é somado ao preço spot do mercado como um

encargo para fins de liquidação (de modo que os agentes compradores pagam este custo proporcionalmente ao montante comprado), e posteriormente esta receita é redistribuída aos agentes que incorreram em custos não recuperados no mercado de curto prazo. Como o cálculo é feito após a operação, não há qualquer risco ao agente neste processo.

4.2.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

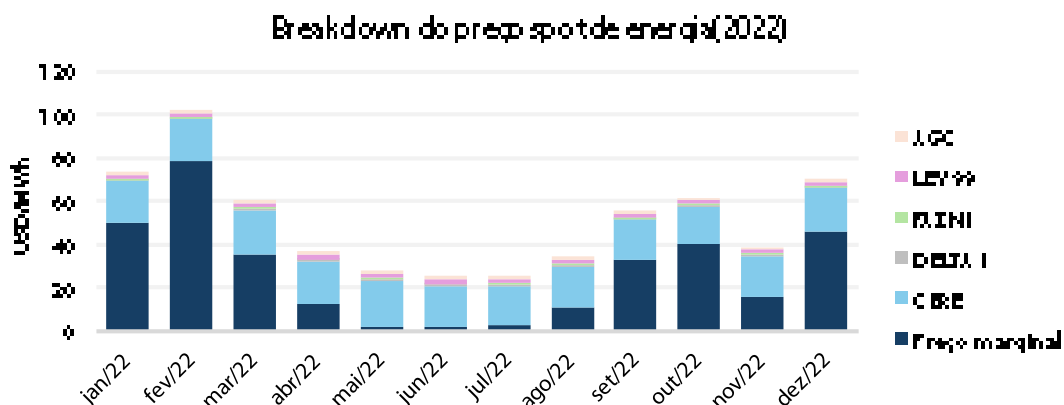
PREÇO PISO: OS ENCARGOS SOMADOS AO PREÇO DO MERCADO ATACADISTA

As ofertas dos geradores colombianos possuem limites mínimo, que é atualizado mensalmente. Esse limite é definido com base nos encargos do sistema, que devem ser pagos pelos geradores que submetem ofertas. De acordo com a regra colombiana, estes encargos são coletados como um “markup” dos preços spot de todos os agentes que transacionam no mercado de curto prazo. Como consequência, os preços spot colombianos não representam o preço marginal da operação (custos variáveis + prêmio de risco), mas sim o preço marginal inflacionado pelos encargos:

- CERE: Custo Real Equivalente de Energia do Encargo de Confiabilidade. O CERE deve ser incluído na oferta de todos os agentes despachados centralizadamente.
- FAZNI: Fundo de Apoio Financeiro à Energização de Zonas Não Interligadas. O FAZNI deve ser incluído na oferta de todos os agentes despachados centralizadamente.
- Lei 99: Contribuições dos geradores para as Empresas Autônomas Regionais e municípios da área de influência, para a conservação das bacias. Corresponde a 6% da venda bruta de energia para geração hidrelétrica e 4% da venda bruta de energia para geração térmica, com capacidade superior a 10 MW, conforme Tarifa de Venda em Bloco (Resolução CREG 010/2018). Uma estimativa da componente da Lei 99 deve ser incluída na oferta de todos os agentes.
- AGC: Custo Unitário AGC, que corresponde ao valor pago pelos geradores despachados centralmente pelo serviço de Controle Automático de Geração, com base na geração programada. Uma estimativa da componente AGC deve ser incluída na oferta de todos os agentes despachados centralizadamente.
- Delta I: É uma componente destinada ao pagamento referente à remuneração de custos não recuperados dos geradores (*make-whole payment*).

O gráfico a seguir apresenta um *breakdown* dos preços spot de energia ao longo de 2022, destacando a magnitude de cada uma das componentes. O gráfico evidencia a importância da componente de confiabilidade CERE (~USD15-20/MWh). Os demais encargos são pouco onerosos frente ao preço total.

Figura 43: Breakdown do preço spot Colombiano em 2022 entre custo das usinas (preço marginal) e encargos. Fonte: elaboração própria com dados de [50].



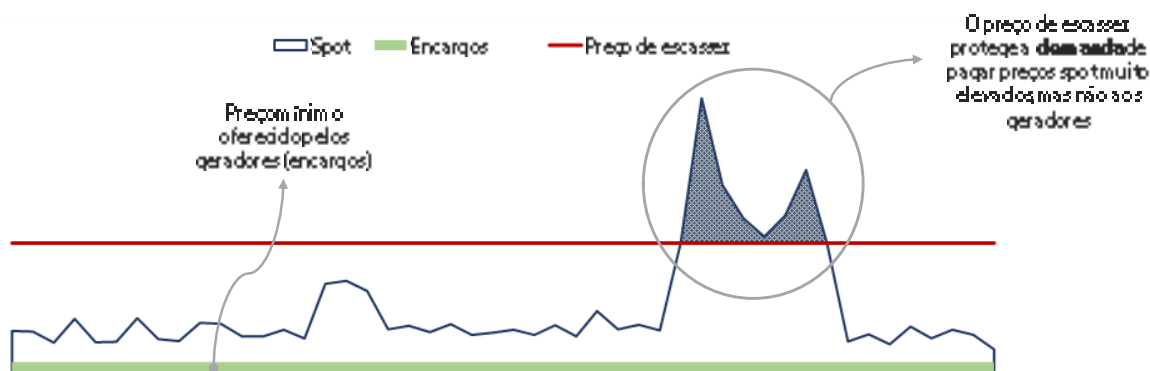
Quando um gerador apresenta uma oferta abaixo do valor mínimo, o operador modifica automaticamente a oferta para que a mesma corresponda ao valor da usina mais cara do sistema acrescido de 1 COP/kWh.

PREÇO DE ESCASSEZ

Embora não haja um limite superior para as ofertas dos agentes no mercado spot ou para o preço percebido pelos geradores, há um limite para o preço percebido pela demanda na Colômbia, conhecido como preço de escassez.

O preço de escassez faz parte do mecanismo de confiabilidade colombiano, descrito no capítulo 5.2.1, que é um mecanismo de “proteção” da demanda que define um valor máximo a ser pago pela compra de energia no mercado spot. Quando o custo marginal ultrapassa o preço de escassez, é gerado um sinal de que existe uma situação crítica no sistema e este mecanismo é acionado para limitar o custo de compra de energia no mercado spot. O preço de escassez é determinado de acordo com os custos variáveis das unidades de ponta do sistema e atualmente está próximo de 835 COP/kWh (aproximadamente 215 USD/MWh). A figura a seguir ilustra o funcionamento do preço mínimo oferecido pelos geradores e o preço máximo pago pela demanda (preço de escassez).

Figura 44: Ilustração do funcionamento do preço piso e preço de escassez no sistema colombiano. Fonte: elaboração própria.



Vale ressaltar que o preço de escassez limita apenas o valor pago pela demanda, mas não por geradores que estejam eventualmente comprando energia no mercado. Assim sendo, o gerador que vende energia para a demanda não recebe acima do preço de escassez. Por outro lado, o mecanismo de confiabilidade, descrito em 5.2.1, garante um pagamento fixo ao gerador, proporcional a energia firme que o mesmo disponibiliza ao sistema nesses momentos críticos.

Durante o Fenômeno El Niño 2015-2016, identificou-se que para as usinas térmicas que operam com combustíveis líquidos, o preço de escassez naquele momento era substancialmente inferior àquele pelo qual foi alocada a Obrigação Firme de Energia (OEF), e portanto, os produtores alegaram impossibilidade financeira de entregar a sua OEF. Com o objetivo de mitigar e prevenir a recorrência desta situação, em 28 de setembro de 2017 o regulador (CREG) publicou a Resolução 140, que define três preços de escassez, sendo o preço de escassez “original” (definido pela resolução CREG 071 de 2006) e dois novos preços, denominados preço de escassez marginal e preço de escassez de ativação. Eles são definidos da seguinte maneira:

- Preço de escassez “original” (PE₀₇₁): a Resolução CREG 071 de 2006 define o Preço de Escassez como o valor calculado pela CREG com base no custo de uma usina de ponta e atualizado mensalmente, que determina o nível do preço máximo pelo qual são remuneradas as OEF.
- Preço Marginal de Escassez (PME): valor da usina com custo variável situado em 98% da oferta de OEF.
- Preço de Escassez de Ativação (PEa): é o valor máximo entre o preço de escassez calculado conforme definido no Anexo 1 da Resolução CREG 071 de 2006 e o preço de escassez marginal.

Para os geradores que continuam com as regras de atribuição originais e não migraram para o novo regime, aplica-se o PE₀₇₁. Para as futuras alocações e para os geradores que optaram pela migração, aplica-se o PME.

GARANTIAS PARA PODER TRANSACIONAR NO MERCADO

Para participar no mercado atacadista, o agente (gerador ou comercializador) deve apresentar garantias ao operador do mercado, cobrindo o valor estimado *ex ante* de todas as liquidações decorrentes das suas operações no mercado spot. Estas garantias devem estar em vigor antes do mês em que ocorrerão as transações e são atualizadas mensalmente de acordo com o valor estimado das transações no mercado.

As garantias incluem os custos projetados relacionados à compra e/ou venda de energia no mercado spot, o custo das restrições técnicas, encargos de transmissão e distribuição, serviços auxiliares, perdas, custos relacionados à arrecadação e distribuição do encargo de confiabilidade, entre outros.

ESTATUTO DO RISCO DE DESABASTECIMENTO

Preocupações com a possibilidade de exercício de poder de mercado na Colômbia têm sido recorrentes, particularmente durante ocorrências do fenômeno climático El Niño – que reduzem a disponibilidade hídrica no país, portanto tornando o balanço oferta-demanda mais apertado e assim ampliando as oportunidades de exercício de poder de mercado dos agentes. Dois eventos de escassez recentes, ocorridos em 2009-2010 e em 2015-2016 respectivamente, podem ser analisados sob esta ótica [51]. Na prática, entretanto, cada um destes eventos teve suas próprias particularidades físicas e regulatórias (o El Niño de 2015-2016, por exemplo, foi acompanhado de dificuldades com o suprimento de gás e

polêmicas na definição do preço de escassez para efeito do mecanismo de confiabilidade); e mesmo sob condições ideais é difícil demonstrar se houve exercício de poder de mercado de fato, ou simplesmente um aumento natural dos preços associado a um custo de oportunidade da água elevado na iminência do racionamento.

Nesse contexto, o estatuto do risco de desabastecimento foi introduzido em 2014. Esse mecanismo permite que o operador efetivamente imponha um preço-piso para as ofertas de geradores hidrelétricos [52] - e pode ser entendido como uma linha de proteção contra falhas de mercado. O estatuto determina três indicadores que devem ser monitorados de forma sistemática, baseados em variáveis energéticas e de comportamento de mercado. São eles:

- Índice ED – Energia Disponível a Curto Prazo: a partir de análises realizadas pela UPME com horizonte de 12 meses, calcula-se a energia disponível para as hidrelétricas e térmicas do sistema, e a mesma é comparada com a demanda projetada diária. Se a energia disponível for menor que a demanda média projetada em qualquer um dos meses analisados, é configurado um “alerta vermelho”.
- Índice PBP – Preço de Bolsa de Ponta: toma-se como parâmetro o preço spot (de bolsa) médio dos últimos sete dias durante o horário da ponta (período entre 18h e 21h). Se o índice PBP for maior ou igual à oferta da térmica mais cara em 5 dos 7 dias analisados, é configurado um “alerta vermelho”.
- Índice AE – Análise Energético: utilizando uma simulação energética, é calculado o valor esperado de racionamento para um horizonte de 12 meses. Para a análise, é considerado o suprimento de energia e potência. Caso o Valor Esperado de Racionamento de Energia Condicionado (VEREC) seja maior que zero, é configurado um “alerta vermelho”.

A partir dos índices de monitoramento, o sistema pode ser classificado em uma situação normal, de vigilância ou alerta vermelho. A condição de vigilância é estabelecida quando as vazões afluentes do mês em análise são menores ou iguais a 90% da média histórica. Na hipótese que o sistema seja classificado como alerta vermelho, sendo identificado uma condição de risco de racionamento significativo e um preço spot da energia relativamente baixo (indicando pouca prudência nas ofertas das hidrelétricas), o operador do sistema pode definir um montante mínimo de geração térmica, “rejeitando” algumas ofertas hidrelétricas realizadas a preço mais baixo, “obrigando” que elas sejam deslocadas pelas ofertas dos geradores termelétricos (e, portanto, forçando um aumento na energia armazenada nos reservatórios).

RECONCILIAÇÃO DE DIFERENÇAS ENTRE O DESPACHO IDEAL E O DEPACHO REAL

Conforme mencionado anteriormente, a Colômbia estabelece dois despachos: o despacho ideal (que define o preço spot no mercado atacadista) e o despacho real (que simula da operação real do sistema). As diferenças entre o despacho ideal e o despacho real devem ser posteriormente reconciliadas.

As regras de mercado da Colômbia definem dois tipos de reconciliação no mercado em tempo real: a reconciliação positiva associada a eventos em que a geração real de uma usina é maior do que a determinada pelo Despacho Ideal, e a reconciliação negativa associada a casos em que a usina gerou menos do que o definido no Despacho Ideal. Há regras específicas para cada tecnologia para tratamento desses dois tipos de reconciliação, que de uma forma geral garantem que a usina que está gerando

(embora não tenha sido despachada) seja remunerada pelo seu custo de geração (ou custo de oportunidade da água no caso das hidrelétricas).

Quando uma usina gera mais do que o que foi determinado no Despacho Ideal, ela recebe uma reconciliação positiva, que é análoga a um pagamento *constrained on*. O valor utilizado para a remuneração varia de acordo com a tecnologia utilizada, através de uma metodologia que busca se aproximar do custo de geração da usina (ou custo de oportunidade). No caso das térmicas, esta remuneração é definida como o menor valor entre o preço da oferta e um preço de referência calculado pelo operador para cada usina (com base em estimativas dos seus custos de combustível e O&M). Para usinas hidráulicas, há uma tabela predefinida pelo operador que determina o preço de remuneração em função do nível do reservatório, que visa representar um *proxy* para o valor da água da usina.

Por outro lado, quando uma usina gera menos do que o determinado no Despacho Ideal, isto é, quando por restrições de rede ela é obrigada a gerar menos na operação real do que ela conseguiria entregar no Despacho Ideal, ela deve pagar a reconciliação negativa. Na prática, o preço de reconciliação negativa é virtualmente idêntico ao preço spot, de modo que esta componente representa uma “devolução” do excesso de receita que a usina teria recebido na sua “receita base”, e o efeito global é que um gerador sob reconciliação negativa recebe (aproximadamente) o equivalente ao preço spot multiplicado pelo Despacho Real. Dessa forma, não existe o pagamento *constrained off*.

4.3. MERCADO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL (MER)

4.3.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços no MER. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 9: Resumo da caracterização base da formação de preços.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	Mercado do Dia Seguinte
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma	
Detalhe temporal da última iteração	Horária	
Detalhe espacial da última iteração	Zonal	Múltiplos nós por país

Tabela 10: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Frequente flexível	Sem distinção
Curva quantidade-preço	Limitada	Frequente flexível	Sem distinção
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Não representa	Não se aplica	Não se aplica
Otimização de armazenamento	Não representa	Não se aplica	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Não representa	Não se aplica	Não se aplica

O Mercado Elétrico Regional é um mercado atacadista de eletricidade que se sobrepõe aos mercados nacionais. O Mercado funciona como uma atividade permanente de transações comerciais de eletricidade, com intercâmbios de curto prazo resultantes de um despacho econômico regional coordenado com os despachos econômicos nacionais e de contratos de compra e venda de energia entre agentes de mercado.

As transações do MER e os preços aos quais serão liquidadas são determinadas com base em um mesmo modelo, que realiza o pré-despacho regional de forma *ex-ante*, no dia anterior à operação, para cada uma das horas do dia seguinte. O pré-despacho regional é efetuado com resolução espacial zonal, com a representação de múltiplos nós em cada um dos países integrantes (mas não todos os nós das redes de transmissão). Para tal, o EOR recebe dos operadores nacionais as informações referentes a contratos celebrados pelos agentes integrantes dos sistemas, bem como as ofertas de importação e exportação submetidas por estes *players* – as quantidades máximas que cada usina pode importar ou exportar são determinadas pelos próprios operadores nacionais, a partir de pré-despachos nacionais que não consideram a possibilidade de intercâmbios. Estas ofertas, submetidas com frequência diária, possui certa flexibilidade em termos de curva preço-quantidade – podem ser informados até 5 blocos de energia, com preços crescentes pelo lado da oferta e preços decrescentes pelo lado da demanda.

O pré-despacho regional, por ser um procedimento cuja função é apenas determinar os intercâmbios de energia entre os países integrantes do MER, não possui provisões referentes à otimização do uso de sistemas de armazenamento, que são responsabilidade dos operadores nacionais, ou a representação explícita de variáveis inteiras de *unit commitment*. As reservas regionais, por sua vez, necessárias para lidar com diferenças entre o pré-despacho e o despacho em tempo real, são calculadas a nível país num procedimento externo ao despacho, sendo a alocação entre os agentes uma responsabilidade dos operadores nacionais. Assim, este serviço não é representado no modelo de despacho e sua prestação é obrigatória e não-remunerada. Por fim, quanto a compromissos de geração forçada, como será detalhado mais adiante neste material, é concedida prioridade no despacho a agentes que possuem contratos firmes celebrados – esta modalidade de contratos é restrita a agentes que possuem direitos de transmissão das linhas do sistema regional, concedidos através de leilões. Cabe destacar, ainda, que

os eventuais desvios entre o pré-despacho programado no dia anterior e o despacho em tempo real são reconciliados, com base num preço *ex-post* do MER, a nível país – isto é, o EOR liquida os desvios agregados de cada país, e não individualmente de cada agente. Nesta etapa, não há submissão de novas ofertas pelos agentes e as liquidações no MER são responsabilidade dos operadores nacionais (que devem alocar os pagamentos aos agentes de acordo com suas próprias regulações).

4.3.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

No MER, o processo de formação de preços consiste nas seguintes etapas:

Pré-despachos nacionais: Antes de que o EOR realize o pré-despacho regional, os operadores dos sistemas nacionais executam, de acordo com suas próprias regras de despacho, os chamados pré-despachos nacionais. Esta etapa consiste essencialmente em realizar, para cada país individualmente, otimizações dos despachos nacionais de forma isolada (isto é, sem considerar a possibilidade de realização de intercâmbios). O principal objetivo é identificar as capacidades disponíveis de cada central para exportação (aumento na geração) e importação (redução na geração), as quais serão limitantes para as ofertas de intercâmbio que podem ser submetidas pelos agentes.

Pré-despacho regional: Para execução do pré-despacho regional (programação do despacho para o dia seguinte), os operadores nacionais recebem dos agentes as ofertas horárias de importação e de exportação de oportunidade, bem como informações horárias referentes a compromissos contratuais, e encaminham estes dados ao EOR. O EOR não impõe limites de preços a estas ofertas, que são informados em dólares estadunidenses para 5 blocos de energia – as únicas restrições são que as exportações devem ter preços crescentes em cada bloco e superiores aos custos considerados nos despachos nacionais, enquanto as ofertas de importação devem ter preços decrescentes em cada bloco. Com base nestas informações, o modelo de pré-despacho, que representa as restrições da rede de transmissão a nível zonal (com modelagem de múltiplos nós por país) e de perdas, determina a alocação ótima de intercâmbios de energia na rede regional e calcula o preço *ex-ante* ao qual as transações serão liquidadas.

Pós-despacho regional: Posteriormente ao despacho, o EOR realiza o procedimento de pós-despacho, para determinar os desvios entre a operação programada no pré-despacho e a realização em tempo real. Para o pós-despacho, não há submissão de novas ofertas pelos agentes e é executado um modelo bastante semelhante ao modelo de pré-despacho, mas que considera as condições de oferta e demanda observadas durante a operação. Deste modelo, saem os preços *ex-post*, que são utilizados para reconciliar as diferenças entre as transações programadas no pré-despacho e as injeções e retiradas de energia de fato realizados. Esta reconciliação, porém, é feita a nível país – isto é, são calculados os desvios agregados em cada país e os operadores nacionais são responsáveis por realizar/receber os pagamentos e distribuí-los entre os agentes integrantes do MER internamente, de acordo com as regulações internas de cada sistema.

4.3.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

RECONCILIAÇÃO DE DESVIOS ENTRE O PRÉ-DESPACHO E O PÓS-DESPACHO

Após a operação do sistema em tempo real, o EOR realiza o procedimento de pós-despacho. Esta etapa consiste essencialmente em executar um modelo semelhante ao modelo de pré-despacho (isto é, zonal, com restrições de rede, representação de perdas etc.), mas que considera:

- Modelagem fixa das demandas líquidas observadas na operação em tempo real do Sistema Elétrico Regional (SER);
- Modelagem de exportações de oportunidade por nó da Rede de Transmissão Regional (RTR), por meio de ofertas de venda por blocos de energia, com seus respectivos preços;
- Modelagem de injeções fixas, associadas a contratos firmes;
- Disponibilidade real da rede de transmissão;
- Geração real em MWh para cada recurso de geração por nó elétrico;

Com base nos resultados desta execução, se determinam, então, as chamadas Transações por Desvios em Tempo Real (TDTR), bem como um preço *ex-post* ao qual estas transações devem ser liquidadas. Para isso, em cada hora, se calculam os desvios por área de controle (país) no MER, como a diferença entre as transações observadas no dia da operação em tempo real e o que havia sido programado no pré-despacho regional. O EOR, com base nas medições, determina diariamente para cada hora e para cada área de controle (país) os desvios incorridos em relação às transações programadas, que são responsabilidade dos operadores nacionais (e não dos agentes individualmente, como no caso das liquidações do pré-despacho regional). Isto é, as reconciliações em tempo real são atribuídas aos operadores nacionais, que devem internalizar os custos/receitas associados de acordo com a sua regulamentação nacional. Os preços por país ao quais são valoradas as TDTR são médias ponderadas dos preços *ex-post* dos nós que os compõem. A média ponderada é realizada para cada hora de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_i = \frac{\sum_{b_i=1}^{n_i} P_{b_i} \cdot D_{b_i}}{\sum_{b_i=1}^{n_i} D_{b_i}}$$

Onde:

P_i é o preço considerado para o país i , calculado como uma média ponderada dos preços *ex-post* de cada barra b_i do país i , ponderados pelos desvios observados em cada barra b_i .

P_{b_i} é o preço *ex-post* da barra b_i

D_{b_i} é o desvio observado na barra b_i entre o pré-despacho e o despacho em tempo real.

AS RESERVAS REGIONAIS

Se definem os seguintes serviços ancilares que devem ser prestados pelos agentes de acordo com os requisitos estabelecidos pelo EOR, coordenados com cada um dos operadores nacionais dos sistemas:

- Reserva de potência ativa para regulação de frequência primária e secundária;
- Potência reativa;

- Desconexão automática de carga por baixa frequência e baixa tensão; e
- *Black start*.

A disponibilidade para fornecer estes serviços é uma obrigação dos agentes integrantes do MER e não há remuneração prevista para tal. O EOR determina periodicamente montantes mínimos de cada serviço ancilar que devem estar disponíveis por parte dos agentes integrantes de cada um dos países – isto é, o montante de serviços ancilares requerido é determinado pelo EOR a nível país. Os operadores nacionais, por sua vez, são as entidades responsáveis por alocar estas obrigações entre os agentes membros e por garantir que estes serviços sejam de fato disponibilizados.

OS DIREITOS REGIONAIS DE TRANSMISSÃO

Como comentado, a única maneira que os agentes do MER possuem de garantir algum tipo de prioridade no despacho regional é por meio da celebração de contratos firmes. Estes, por sua vez, requerem que ao menos uma das partes do acordo possuam sob sua posse direitos de transmissão entre os nós de injeção e de retirada do contrato na Rede de Transmissão Regional (RTR). Os direitos de transmissão são, de maneira resumida, acordos que atribuem aos seus titulares, durante o prazo de vigência, o direito (mas não da obrigação) de injetar energia em um nó da RTR e retirá-la em outro nó do RTR, além do direito de receber e a obrigação de pagar as diferenças entre os preços nos nós de injeção e de retirada previstos. A titularidade dos direitos de transmissão pode ser adquirida através de: (i) leilões organizados pelo EOR, em que agentes, exceto as empresas de transmissão, podem comprar esses produtos em certames periódicos por determinados prazos de concessão, e (ii) acordos bilaterais com outros titulares, numa espécie de mercado secundário. Os leilões para compra de direitos de transmissão são organizados pelo EOR mensalmente. Nestes leilões, são atribuídos aos licitantes vencedores os respectivos direitos de transmissão, com prazos de validade mensal e anual. Os leilões são realizados com 1 mês de antecedência do período de validade dos direitos a serem leiloados e, em cada ocasião, são leiloados primeiro os direitos anuais, e, depois os direitos mensais. Neste último, são removidos do portfólio ofertado os direitos já atribuídos com prazo anual.

4.4. ESPANHA (MERCADO IBÉRICO)

4.4.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços no Mercado Ibérico. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 11: Resumo da caracterização base da formação de preços

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Múltipla	Mercado do dia seguinte, mercado intradiário e mercado de balanço
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Explícita	Processos separados
Detalhe temporal da última iteração	Horário	Pretende-se reduzir para 15 minutos até 2025
Detalhe espacial da última iteração	Zonal	Uma zona para Espanha e outra para Portugal

Tabela 12: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Esporádica	Sem distinção
Curva quantidade-preço	Bastante limitada	Frequente flexível	Sem distinção
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Equivalente	Frequente flexível	Sem distinção
Otimização de armazenamento	Não é representado no modelo comercial	Não se aplica	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Não é representado no modelo comercial	Não se aplica	Não se aplica

Historicamente, o mercado organizado, ou mercado spot, concentra o maior volume da energia negociada na Espanha para entrega física¹¹, em oposição à negociação de contratos ex ante (que será tratada no capítulo 5.4). Em 2022, o mercado spot foi responsável por 75% do volume total negociado¹². O mercado spot é composto pelo Mercado do Dia Seguinte (que realiza leilões diários permitindo a negociação de energia, sempre para o dia seguinte) e um Mercado Intradiário (composto, atualmente, por um mercado contínuo e por seis leilões, realizados de forma sucessiva). Estes mercados são operados pela OMIE, a entidade designada como operadora do mercado de eletricidade na Espanha e em Portugal [21], [22].

O principal preço de curto-prazo é obtido no Mercado do Dia Seguinte. Desde 2014 [53], o Mercado do Dia Seguinte Ibérico é integrado com diversos outros países¹³ da União Europeia por meio de uma solução conhecida como *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)*. Nesta solução, o casamento do mercado (cálculo das ofertas aceitas, preços de curto-prazo e montantes de intercâmbio associados) para o dia seguinte é feito conjuntamente, para todos os países participantes, por meio de uma única execução de um algoritmo de otimização – chamado EUPHEMIA. Este algoritmo, executado em nuvem, determina o casamento ótimo do mercado e uma liquidação única para todos os agentes, utilizando um livro de ofertas compartilhado que abrange todas as bolsas que atuam no mercado. O objetivo é maximizar o bem-estar social, ao mesmo tempo em que se respeitam as restrições operativas informadas pelos operadores de sistema (principalmente capacidades de interconexão) e as características das ofertas submetidas pelos agentes.

¹¹ Mais sobre isso na seção 4.4.

¹² Em 2022 foram negociados 205 TWh no Mercado do Dia Seguinte, 41 TWh no Mercado Intradiário (9 TWh no mercado contínuo e 32 TWh nos leilões) e 85 TWh no mercado bilateral.

¹³ Atualmente, são 27 países participantes: Espanha, Portugal, Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Eslováquia, Eslovênia, Estônia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Irlanda do Norte, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Noruega, Polônia, República Checa e Romênia.

No mercado Ibérico a participação é mandatória para os agentes geradores, que devem submeter ofertas no Mercado do Dia Seguinte com exceção dos casos em que o gerador possua um contrato bilateral com entrega física de energia. Já os agentes consumidores e comercializadores podem optar por participar deste mercado.

Os preços são definidos separadamente por zonas e, em geral, cada país é representado por uma zona de preços – Espanha e Portugal, por exemplo, são representados cada um por uma zona. Atualmente, na Europa não há utilização de preços nodais – a Grã-Bretanha está estudando a aplicação, porém ainda não foi implementada. Uma vez que o Mercado do Dia Seguinte representa a maior parte das negociações para a entrega física de energia, seus preços são utilizados como referência nos mercados de derivativos. Os preços são definidos em base horária, mas é esperado que a partir de 2025 sejam utilizadas etapas de 15 minutos.

No Mercado do Dia Seguinte, as ofertas possuem limites máximos e mínimos para preços de, respectivamente, 4000 €/MWh e -500 €/MWh – valores em vigor desde maio de 2022. Caso os preços atinjam 60% do teto, o limite é elevado em 1000 euros/MWh e é aplicado cinco semanas após o ocorrido.

Sob o mesmo esforço de integração dos mercados europeus, foi inaugurado em 2018 o *Single Intraday Coupling* (SIDC), um mercado intradiário Europeu que permite negociações entre diferentes países até uma hora antes da entrega [54]. Este é um mercado contínuo, em que ofertas de compra e venda são casadas continuamente em tempo real – o que é conhecido como princípio *first-come-first-served*. Simultaneamente ao casamento das ofertas, as capacidades de intercâmbio remanescentes entre as diferentes zonas (que podem ou não representar países diferentes) são atualizadas, considerando as negociações já executadas. Para tanto, uma solução tecnológica dedicada foi desenvolvida, chamada M7 XBID, que agrega as ofertas dos agentes em um livro compartilhado e realiza a validação das negociações e atualização das capacidades remanescentes de intercâmbio. No mercado contínuo não há um preço comum para todo o mercado; cada negociação é feita sob um preço definido pelos agentes.

Além da negociação contínua¹⁴, o Mercado Intradiário compreende seis leilões que são realizados de forma sucessiva, apenas para Espanha e Portugal – nestes leilões é possível negociar intercâmbios com Marrocos e Andorra, porém não com os demais países europeus. No mercado Intradiário Ibérico, a energia pode ser negociada em produtos de 60 minutos¹⁵. Como resultado do casamento de cada um destes leilões também são obtidos preços de curto-prazo [55].

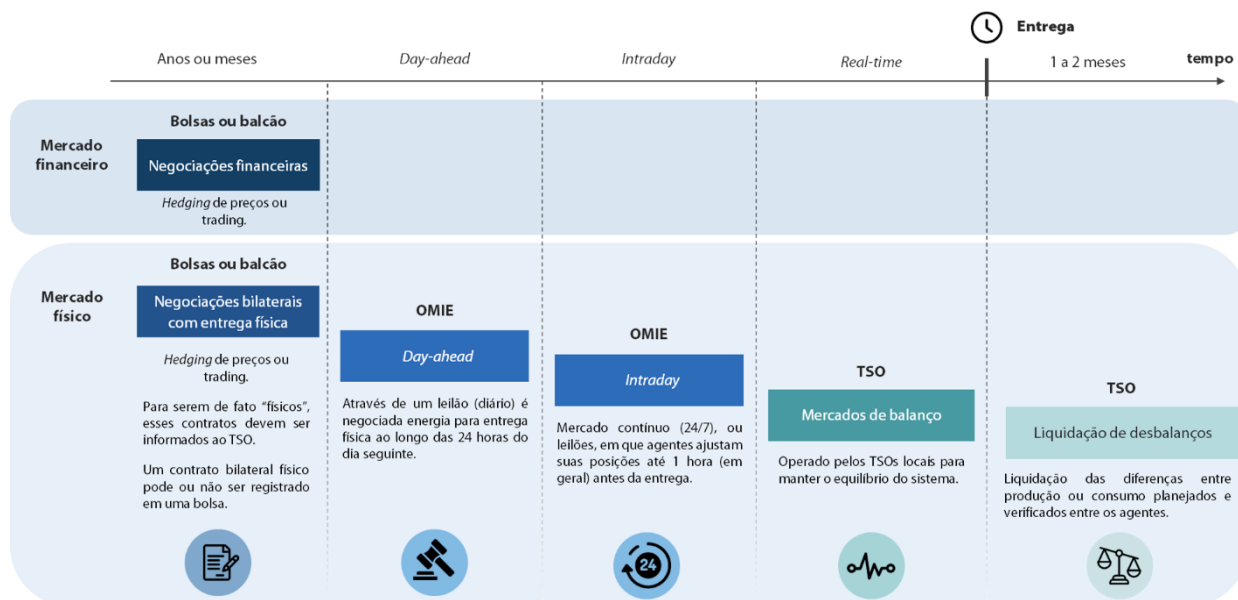
No mercado Intradiário, as ofertas possuem limites máximos e mínimos para preços de, respectivamente, 9.999 €/MWh e -9.999 €/MWh.

¹⁴ No futuro, o *Single Intraday Coupling* incorporará, para além do mercado contínuo, três leilões intradiários compreendendo múltiplos países da União Europeia.

¹⁵ Em outros países europeus, o mercado Intradiário possibilita a negociação de energia em produtos de 60, 30 ou 15 minutos, o que varia por país.

A competição entre bolsas que foi implementada na Noruega e Grã-Bretanha (segundo a regulamentação europeia que permitiu esta possibilidade a partir de 2020) não foi implementada no mercado Ibérico, onde apenas a OMIE pode operar o mercado spot de eletricidade. Portanto, os agentes que desejarem participar do Mercado do Dia Seguinte ou do Mercado Intradiário devem fazê-lo através da OMIE.

Figura 45: Mercados para a negociação de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.



4.4.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Conforme discutido na seção 4.2.1, os preços de curto-prazo são determinados pelo Mercado do Dia Seguinte e pelo Mercado Intradiário. Muito embora existam liquidações com ambos, os preços resultantes do Mercado do Dia Seguinte possuem maior relevância; estes preços são associados ao maior volume de negociação no mercado spot e são também utilizados como referência para derivativos e no mercado de contratos.

MERCADO DO DIA SEGUINTE

É um leilão para a negociação física de energia para o dia seguinte. Os preços são calculados com base nas ofertas de compra e venda submetidas pelos agentes, além das capacidades de interconexão entre as diferentes zonas de preço – i.e., quanta energia é possível escoar. Os preços são horários e calculados por zona. A cada dia, os agentes submetem ofertas refletindo suas intenções de compra ou venda de energia para o dia seguinte [22].

Os contratos bilaterais com entrega física não são diretamente considerados no leilão do Mercado do Dia Seguinte (isto é, não são utilizados como informação), muito embora sirvam de lastro para que comercializadores possam negociar a energia associada no mercado spot Ibérico – para tanto, os comercializadores devem nominar este contrato, mais sobre isso na seção 4.4.3, e ativamente submeter ofertas de venda.

Os principais passos associados são:

- 1) Com base em informações fornecidas pelos operadores de sistema (TSO) e de mercado (NEMO), uma terceira instituição (conhecida por *Regional Coordination Centre*, de propriedade dos operadores de sistema em cada região¹⁶) realiza o cálculo das capacidades de intercâmbio a serem utilizadas nos leilões do Mercado do Dia Seguinte. Este processo é comumente conhecido por *Coordinated Capacity Calculation*.
- 2) Agentes de mercado submetem ofertas de compra e venda de energia.
- 3) Os dados de entrada são enviados ao NEMO responsável por executar o algoritmo EUPHEMIA naquele momento – função conhecida por *Market Coupling Operator*.
- 4) Resultados são divulgados aos operadores de mercado e de sistema para validação.
- 5) Resultados validados são divulgados aos agentes de mercado.
- 6) Resultados (as posições líquidas de cada zona de preços) são divulgados para a instituição responsável por calcular os intercâmbios nas diferentes regiões de operação que são, então, informados para os operadores de mercado e de sistema.
- 7) Os operadores de mercado (na realidade, aqueles responsáveis como contraparte central) realizam a liquidação das negociações feitas no Mercado do Dia Seguinte.
- 8) Passos adicionais são necessários para realizar intercâmbios financeiros associados ao uso de interconexões e que este uso seja comunicado aos operadores de sistema.

Os principais marcos temporais são:

- 8h (CET) início do período para submissão de ofertas dos agentes;
- 10h horário limite para o envio dos limites de intercâmbio por parte dos operadores dos sistemas de transmissão;
- 12h fim do período para submissão de ofertas dos agentes – conhecido por *gate-closure* do Mercado do Dia Seguinte;
- 12h até 13h execução do algoritmo (em geral, o tempo de execução é próximo dos 20 minutos) e validação de resultados;
- 13h publicação de resultados.

MERCADO INTRADIÁRIO

O Mercado Intradiário envolve (1) um mercado contínuo, integrado com outros países Europeus e (2) a realização de seis leilões ao longo do dia; ambos representam oportunidades de correção de posições e nova submissão de ofertas pelos agentes.

Para Espanha e Portugal, o mercado contínuo inicia suas negociações às 15h (CET), após a realização do primeiro leilão intradiário, e podem ser realizadas até uma hora anteriormente ao período de programação que está sendo negociado (e.g., até as 18h é possível negociar energia para o período entre 19h e 20h; o seu funcionamento é similar a uma bolsa de valores, de modo que uma oferta de compra

¹⁶ Existem atualmente oito regiões operativas na Europa, cada uma compreendendo as áreas de diferentes TSOs.

e uma oferta de venda podem ser casadas continuamente em tempo real (sem a necessidade de acumular ofertas para calcular a interseção das curvas de oferta e demanda).

Já os leilões são realizados de forma periódica, com horários de abertura, encerramento e horizontes distintos. O primeiro leilão começa às 14h (CET) do dia anterior ao dia programado, compreendendo todas as horas deste dia; já o último leilão é realizado no próprio dia programado, iniciando às 9h. A Tabela 13 traz o cronograma de execução dos leilões do mercado intradiário. No momento de execução dos leilões do mercado intradiário (um período de cerca de 10 minutos), a negociação do mercado contínuo é interrompida.

Tabela 13: Leilões do mercado Intradiário. Fonte: [55]

	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6
Abertura do leilão	14:00 CET	17:50	21:00	1:00	4:00	9:00
Fechamento do leilão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Execução do leilão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação de resultados	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Operador publica o cronograma (PHF)	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de programação	24h (D+1)	28h (21h às 24h e D+1)	24h (D+1)	20h (5h às 24h do D+1)	17h (8h às 24h do D+1)	12h (5h às 24h do D+1)

4.4.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

OS TIPOS E A VALIDAÇÃO DE OFERTAS NO MERCADO DO DIA SEGUINTE

As ofertas no Mercado do Dia Seguinte podem ser simples (preço-quantidade) ou complexas (com a possibilidade de declarar até quatro condições adicionais). Os parâmetros associados ao *unit commitment*, portanto, não são representados diretamente, mas sim através desta representação de ofertas com condições complexas. O mercado Ibérico é o único a utilizar ofertas com condições complexas. Outros mercados (como o Nord Pool e a EPEX Spot) utilizam as ofertas por blocos – que cria relações de dependências entre ofertas [22].

A maior parte das transações é feita com base em ofertas simples horárias, representadas por um par preço-quantidade ou uma quantidade a ser negociada:

- Dependente de preço. Exemplo: compra 2 MW médios para qualquer preço menor que 10 \$/MWh e vende 5 MW médios para qualquer preço maior que 20 \$/MWh.
- Independente de preço. Exemplo: compra de 2 MW médios a qualquer preço.

As ofertas complexas são ofertas com estrutura similar às simples, que contêm alguma condição adicional, dada pelo agente. Podem ser de diversos tipos¹⁷:

- a) Gradiente: define a maior variação entre a energia negociada (que pode ser aceita) em uma determinada hora e na hora subsequente – na prática, é uma restrição de rampa. Por exemplo: se a variação máxima é de até +1 ou -1 MW a cada hora, se um vendedor negocia 2 MW para as 15h, às 16h somente poderá negociar entre 1 ou 3 MW.
- b) Receita mínima: ofertas para venda de energia, associadas a uma remuneração mínima, geralmente em euros. Caso a remuneração mínima não seja atendida, a oferta deve ser completamente rejeitada. A remuneração depende, por sua vez, dos resultados de preços de curto-prazo, somente conhecidos ao fim do processo de otimização. Portanto, é necessário um processo iterativo (heurístico) para a verificação de quais ofertas com esta característica são atendidas e quais devem ser eliminadas.
- c) Geração mínima: para aquelas unidades que tiveram suas ofertas com condições de receita mínima (item c) rejeitadas, esta condição faz com que as três primeiras horas de sua oferta (que foi rejeitada) sejam tratadas como ofertas simples, na tentativa de impedir uma parada súbita de um gerador na transição entre dias diferentes (isto é, sair de um status em operação para desligada).

Com isto, as componentes das ofertas, seja de compra ou venda, são resumidas em:

- Código de descrição;
- Classe da oferta (compra ou venda);
- Volume para cada hora (em MWh);
- Preço para cada hora (em euros/MWh);
- Horizonte de tempo (para quais dias a oferta é válida; em branco para ofertas padrão);
- Indicador se a oferta é padrão (se sim, a oferta é válida para todos os dias, até ser cancelada);
- Condição de mínima renda (euros ou euros/MWh);
- Condição de gradiente (declaradas em MW/min);
- Indicador se aquela energia corresponde a uma condição de “geração mínima”.

Todas as ofertas postadas são submetidas a validações, por exemplo, sobre o preço mínimo/máximo, volume mínimo, limites operativos das unidades de geração associada (isto é, se o gerador tem capacidade para atender a oferta realizada) e limites de crédito do agente [56].

É feita a verificação se o agente possui limites de crédito que o permitam realizar a operação solicitada na bolsa, especialmente para agentes compradores. Para tanto são realizados testes multiplicando o montante ofertado pelo valor da oferta, com o acréscimo de taxas e impostos.

Como as ofertas podem ser submetidas para um portfólio de ativos (as unidades de programação), ao invés de apenas por ativos específicos, também é verificado se cada oferta, já considerando possíveis

¹⁷ Por muitos anos existiu uma condição complexa de indivisibilidade, sob a qual a oferta ou era aceita em sua totalidade ou era rejeitada. Esta condição foi eliminada por uma resolução em maio de 2021.

outras ofertas feitas e aceitas para aquele portfólio, é condizente com a capacidade dos ativos associados. Isto é, se a venda não é superior à energia que portfólio pode, de fato, entregar – esta verificação é feita com base na capacidade instalada e em dados históricos de geração.

Adicionalmente são feitas validações específicas sob o formato das ofertas, tais como: se, para uma oferta simples de venda, os segmentos possuem preços crescentes de acordo com a quantidade de energia que se deseja vender; se, para uma oferta com condição de gradiente, a variação declarada na oferta condiz com as informações (máxima variação de produção em determinado intervalo) das unidades físicas que compõem a unidade de programação.

MERCADOS DE BALANÇO

Adicionalmente ao Mercado do Dia Seguinte e ao Mercado Intradiário, existem mecanismos utilizados pelo operador do sistema¹⁸ para adquirir e ativar reservas (primária, secundária e terciária), os Mercados de Balanço – conhecidos por “*Servicios de balance*”. Ainda, existe um processo específico para solução de restrições técnicas do cronograma obtido do Mercado do Dia Seguinte – mais sobre isto na subseção seguinte.

Na Europa, os produtos associados às reservas são conhecidos por “*Balancing Products*”, providos por “*Balancing Service Providers (BSP)*” – agentes de geração ou resposta da demanda.

Importante destacar que a contratação de reservas e sua remuneração são feitas para além dos mercados do Dia Seguinte e Intradiário, não influenciando diretamente na formação do preço spot.

São quatro os principais produtos, cuja nomenclatura e definições foram harmonizadas em nível europeu por regulamentações recentes; antes, cada país possuía uma definição própria. São eles:

- a) Reserva Primária: também conhecida por *Frequency Containment Reserve (FCR)*, é a primeira resposta do sistema elétrico às perturbações (como variações na demanda, perdas de geração etc.) da frequência. Esta resposta é provida pelos equipamentos de controle automático – partes integrantes de alguns geradores de energia elétrica.
- b) Reserva Secundária: conhecida por *Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*, é uma resposta provida por recursos ativados sob o comando direto do TSO, que podem ser ativados de forma automática em até cinco minutos. Desvios de frequência são monitorados continuamente (em intervalos de cinco ou dez segundos, por exemplo) e o sistema de controle do TSO se comunica diretamente com algumas unidades de geração.
- c) Reserva Terciária: também conhecida por *Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*, é utilizada quando eventos de mais longa duração ocorrem, que não podem ser resolvidos pela atuação das reservas FCR e aFRR. Pelas diretrizes europeias, esta reserva deve ser capaz de responder em até 12 minutos e meio.

¹⁸ Tais mecanismos são necessários pois, muito embora as ofertas utilizadas no Mercado do Dia Seguinte sejam fornecidas pelos agentes de mercado e o cronograma associado resulte de um processo de otimização, nem sempre este cronograma aponta para uma operação viável do sistema elétrico – para citar um exemplo, a rede elétrica não é explicitamente representada no modelo EUPHEMIA. Portanto, é necessária a validação do programa de despacho pelo operador do sistema, que para tanto considera as restrições técnicas pertinentes.

- d) Reserva de substituição: conhecidas como *Replacement Reserve* (RR), são utilizadas em alguns países para recompor os níveis de reserva secundária e terciária, caso seja necessário após a efetiva ativação destes serviços. Não são todos os países que utilizam este tipo de reserva; por exemplo, Bélgica e Alemanha não adotaram este produto.

Na Espanha, as reservas são remuneradas por ativação. A energia entregue em cada produto de reserva utilizado é remunerada pelo respectivo preço marginal (há um preço para cada produto), definido por processos conduzidos pelo operador para a aquisição destes serviços [57].

Os requisitos técnicos são similares aos determinados pelas diretrizes europeias: ao menos metade da capacidade da reserva primária¹⁹ deve ser capaz de responder em não menos que 15 segundos; recursos de reserva secundária devem ser capazes de responder em não menos que 30 segundos, mantendo a resposta por ao menos 15 minutos – até ser substituída pela reserva terciária; a reserva terciária deve ser capaz de responder em até 15 minutos, mantendo esta resposta por ao menos 30 minutos.

Ainda no exemplo espanhol, a contratação dos serviços de reserva se dá sob diferentes condições:

- a) Reserva primária: o requisito é estabelecido anualmente pelo ENTSO-E para o sistema interconectado europeu, e é rateado entre as diferentes zonas de operação proporcionalmente à demanda suprida. Atualmente, o requisito é de 3 GW para a Europa Continental.
- b) Reserva secundária: todos os dias, o TSO calcula os requisitos (para intervalos de 15 minutos) de reserva secundária (usualmente, 500 MW para aumento de geração e 400 MW para diminuição de geração) para o dia seguinte, publicando a informação até as 14:45 (CET). Até as 16:00 os agentes de mercado submetem ofertas, para que sejam selecionadas pelo operador de acordo com as limitações técnicas e pela ordem de mérito. Resultados são divulgados até as 16:30. Os agentes selecionados podem, até 10 minutos antes de cada intervalo de 15 minutos, solicitar ao operador a redução de sua obrigação de reserva secundária – sob justificativa técnica.
- c) Reserva terciária: todos os dias, o TSO calcula os requisitos (para intervalos de 15 minutos) de reserva terciária para o dia seguinte, publicando a informação até as 21:00 (CET). Até as 23:00 os agentes de mercado submetem ofertas, que serão selecionadas pelo operador, se preciso, de acordo com a ordem de mérito. Por conta dos ajustes que podem existir nos cronogramas de geração, os agentes podem modificar suas ofertas até 25 minutos antes de cada intervalo de 15 minutos.
- d) Reserva de substituição: ainda não tão comuns, mas podem ser utilizadas na Espanha. São adquiridas através da plataforma europeia para negociação deste tipo de reservas (*Trans European Replacement Reserves Exchange*, TERRE).

OS DIFERENTES PROGRAMAS DE OPERAÇÃO

Na Espanha, são quatro os cronogramas de operação construídos ao longo do dia, com base nos resultados de diferentes mercados e de ajustes do operador: PDBF, PDVP, PHFC e P48. O cronograma

¹⁹ Em sua documentação, a Red Eléctrica de España (o operador do sistema) ainda utiliza a nomenclatura “primária”, “secundária” e “terciária”, apesar de explicitar a correspondência com a nomenclatura adotada pela União Europeia.

que determina as ordens de despacho é chamado de P48, enquanto o cronograma utilizado para liquidar as diferenças financeiras é o PHFC (liquidação de desbalanços).

- PDBF: É o programa energético diário, construído com base nos resultados do Mercado do Dia Seguinte. Inclui os intercâmbios com a França, além das nominações de contratos bilaterais nacionais e internacionais. Divulgado até as 13:30 (CET).
- PDVP: Incorpora, sobre o PDBF, as modificações realizadas pelo operador por meio do processo de solução de restrições técnicas²⁰. Divulgado até as 14:45.
- PHFC: Atualiza o PDVP com as modificações originadas de negociações do mercado Intradiário (contínuo e leilões). Este é o cronograma utilizado para a liquidação de desbalanços – a liquidação de diferenças de obrigações comerciais (formalizadas por este cronograma) com a produção e consumo efetivamente observados.
- P48: É o programa final da operação. Atualiza o PDVP com as modificações originadas de negociações do mercado Intradiário (contínuo e leilões), modificações associadas a restrições técnicas no tempo real, novas trocas de energia entre agentes, resultados do mercado de balanço, redespachos etc.

Figura 46: Os diferentes cronogramas de operação. Fonte: Elaboração própria.

Hora (CET)	Mercado	Responsável	Cronograma
08:00~13:00	Mercado <i>Day-ahead</i>	OMIE	
08:30~13:30	Nominações de contratos bilaterais e de intercâmbios	Red Eléctrica	PDBF
12:00~13:45	Solução de restrições técnicas	Red Eléctrica	PDVP
14:45~16:30	Reserva secundária (aFRR)	Red Eléctrica	
H-8, H-4, H-3, H-1...	Mercados <i>Intraday</i>	OMIE	PHFC
H - 25'	Reserva terciária (mFRR)	Red Eléctrica	
H	Gestão no tempo real	Red Eléctrica	P48

²⁰ A solução de restrições técnicas (comumente conhecida por "*solución de restricciones técnicas*") é um processo coordenado pelo operador do sistema, que identifica restrições no cronograma de operação PDBF e solicita ofertas dos agentes de mercado para solucionar estas restrições. O processo para submissão de ofertas vai de 12:00 até 15 minutos após a publicação do PDBF (em geral, às 13:45).

A NOMINAÇÃO DE CONTRATOS E A ENTREGA FÍSICA

Nos mercados europeus de energia elétrica, para fins de liquidação, um compromisso de entrega (ou consumo) de energia é estabelecido pelos agentes através de nomeações – isto é, por informar ao operador do sistema os montantes que o agente espera injetar ou consumir da rede elétrica [58].

Nos casos de contratos bilaterais em que se diz haver entrega física, o contrato (volume e partes compradora e vendedora) deve ser nominado junto ao operador do sistema. Após a nomeação, o montante associado ao contrato será, então, contabilizado na liquidação das diferenças realizada para cada agente. Portanto, se um consumidor quiser respaldar seu consumo por meio de um contrato bilateral estabelecido com um gerador, ao invés de comprar a energia no mercado spot, este deve comprovar (através da nomeação) tê-la adquirido através de um contrato bilateral – os contratos bilaterais não são considerados na liquidação do Mercado do Dia Seguinte ou Intradário.

De modo similar, se um comercializador que não possui ativos de geração desejar negociar nos mercados do Dia Seguinte ou Intradário, este deve comprovar possuir contratos bilaterais que respaldem os volumes que deseja negociar – do contrário suas ofertas não serão aceitas [56].

A nomeação pode ser feita diretamente pelas partes envolvidas no contrato, ou por uma terceira parte indicada por elas. As negociações realizadas em bolsa (no Mercado do Dia Seguinte e no Mercado Intradário) são informadas ao operador do sistema pela própria bolsa.

A LIQUIDAÇÃO DE DESBALANÇOS

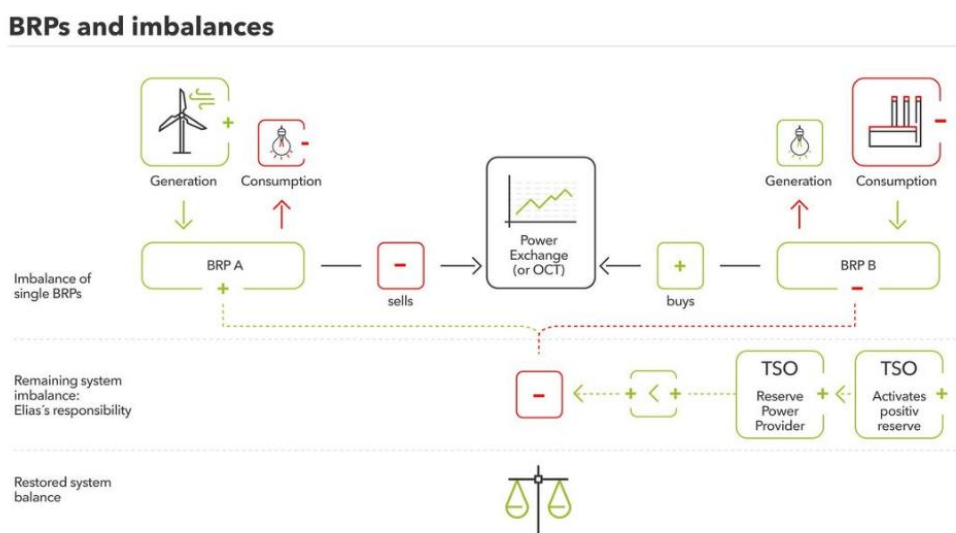
A responsabilidade pela manutenção do equilíbrio instantâneo entre a geração e o consumo de energia elétrica é do operador do sistema de transmissão (TSO). Tal responsabilidade é definida para diferentes áreas de controle, que não necessariamente correspondem às zonas de preços – por exemplo, na Alemanha há apenas uma zona de preços e quatro áreas de controle. O TSO delega parte desta responsabilidade aos agentes de geração e consumo, que são responsáveis pelo balanço de seus próprios portfólios de ativos.

Um portfólio “balanceado” é aquele em que os compromissos assumidos pelo agente, através dos diferentes mercados e por contratos bilaterais (aqueles nominados, com obrigação de entrega), se igualam às medições observadas no tempo real. Por exemplo, para um gerador, se as vendas no Mercado do Dia Seguinte e Intradário se igualam à geração observada. Para verificar este balanço e incentivar os agentes a estarem balanceados, é feita uma liquidação de desbalanços.

A liquidação de desbalanços (“*imbalance settlements*”, em inglês) é a liquidação de diferenças feita nos mercados europeus e é, em geral, realizada pelos operadores do sistema – e não pelos operadores de mercado, as bolsas de energia. Na Espanha, esta liquidação é conhecida por “*Liquidación de los desvíos*” é gerida pela Red Eléctrica de España e é realizada para períodos de 15 minutos [57]. Os compromissos dos agentes são formalizados por meio do programa PHFC – ver seção 0.

Os desbalanços são calculados por agente de liquidação, conhecidos por *Balancing Responsible Parties* (BRP)²¹, para um portfólio de ativos (ou, ainda, de consumidores representados). Por exemplo, um grande comercializador varejista, com centenas de milhares de consumidores, ou um grande gerador, são exemplos de agentes que atuam como BRP. Aqueles agentes que possuem desbalanços pagam (ou recebem) montantes valorados ao preço de desbalanço – um preço calculado com base no custo dos serviços de balanço ativados a cada instante.

Figura 47: Liquidação de desbalanços. Fonte: [59].



4.5. NORUEGA (NORD POOL)

4.5.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Tabela 14: Resumo da caracterização base da formação de preços

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Múltipla	Mercado do dia seguinte, mercado intradiário e mercado de balanço
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Explícita	Processos separados
Detalhe temporal da última iteração	Horário	Pretende-se reduzir para 15 minutos até 2025
Detalhe espacial da última iteração	Zonal	Múltiplas zonas em cada país

²¹ Uma pessoa jurídica privada que tem a responsabilidade pelo equilíbrio de um ou vários pontos de acesso à rede de transmissão. O portfólio de um BRP também é chamado de grupo de balanço ("*balancing group*"). O BRP mantém seu portfólio balanceado combinando injeção, retiradas, trocas com outros BRPs e exportações ou importações para outras áreas de controle. Cada gerador e consumidor da rede é obrigado a (1) ter um contrato com um BRP, transferindo a responsabilidade pelo balanço, ou (2) atuar como BRP.

Tabela 15: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Esporádica	Sem distinção
Curva quantidade-preço	Bastante flexível	Frequente flexível	Sem distinção
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Equivalente	Frequente flexível	Sem distinção
Otimização de armazenamento	Não é representado no modelo comercial	Não se aplica	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Não é representado no modelo comercial	Não se aplica	Não se aplica

Historicamente, o mercado organizado, ou mercado spot, concentra o maior volume da energia negociada no Nord Pool para entrega física, em oposição à negociação de contratos ex ante. Em 2022, o mercado spot foi responsável pelo atendimento de 83% do consumo²². Nos países Nórdicos o mercado spot é composto pelo Mercado do Dia Seguinte (que realiza leilões diários permitindo a negociação de energia, sempre para o dia seguinte) e um Mercado Intradiário (um mercado contínuo). Estes mercados são operados pelo Nord Pool, a entidade designada como operadora do mercado de eletricidade nos países Nórdicos e Bálticos, e a participação é voluntária [30].

Desde 2014 [53], o Mercado do Dia Seguinte é integrado com diversos outros países²³ da União Europeia por meio de uma solução conhecida como *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). Nesta solução, o casamento do mercado (cálculo das ofertas aceitas, preços de curto-prazo e montantes de intercâmbio associados) para o dia seguinte é feito conjuntamente, para todos os países participantes, por meio de uma única execução de um algoritmo de otimização – chamado EUPHEMIA. Este algoritmo, executado em nuvem, determina o casamento ótimo do mercado e uma liquidação única para todos os agentes, utilizando um livro de ofertas compartilhado que abrange todas as bolsas que atuam no mercado. O objetivo é maximizar o bem-estar social, ao mesmo tempo em que se respeitam as restrições operativas informadas pelos operadores de sistema (principalmente capacidades de interconexão) e as características das ofertas submetidas pelos agentes.

A principal referência de preços de curto-prazo é obtida no Mercado do Dia Seguinte. Os preços são definidos separadamente por zonas – a Noruega conta com cinco zonas, a Suécia se divide em quatro zonas, a Dinamarca em duas e a Finlândia possui uma única zona. Atualmente, na Europa não há

²² Em 2022, considerando os países Nórdicos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca) e Bálticos (Estônia, Letônia e Lituânia), foram negociados 337 TWh no Mercado do Dia Seguinte, sendo a demanda de 405 TWh.

²³ Atualmente, são 27 países participantes: Espanha, Portugal, Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Eslováquia, Eslovênia, Estônia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Irlanda do Norte, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Noruega, Polônia, República Checa e Romênia.

utilização de preços nodais. Os preços são definidos em base horária, mas é esperado que a partir de 2025 sejam utilizadas etapas de 15 minutos.

Uma vez que o Mercado do Dia Seguinte representa a maior parte das negociações para a entrega física de energia, seus preços são comumente utilizados como referência nos mercados de contratos e derivativos (vide seção 5.5.2). Nos países Nórdicos, especificamente, a principal referência de preço para o mercado financeiro é o *System Price*. Este é calculado após o leilão do Mercado do Dia Seguinte, por meio de um procedimento bastante similar, porém retirando as restrições de intercâmbio entre os países Nórdicos – que formam uma única zona. Os demais países, como Alemanha, Polônia, Holanda e os Bálticos (Estônia, Letônia e Lituânia) têm seus limites de intercâmbio representados. O objetivo desta metodologia é garantir um benchmark comum e transparente para o mercado nórdico.

No Mercado do Dia Seguinte, as ofertas possuem limites máximos e mínimos para preços de, respectivamente, 4.000 €/MWh e -500 €/MWh – valores em vigor desde maio de 2022. Caso os preços atinjam 60% do teto, o limite é elevado em 1000 euros/MWh e é aplicado cinco semanas após o ocorrido.

Sob o mesmo esforço de integração dos mercados europeus, foi inaugurado em 2018 o *Single Intraday Coupling* (SIDC), um mercado intradiário europeu que permite negociações entre diferentes países até uma hora antes da entrega [54]. Este é um mercado contínuo, em que ofertas de compra e venda são casadas continuamente em tempo real – o que é conhecido como princípio *first-come-first-served*. No mercado intradiário, as ofertas possuem limites máximos e mínimos para preços de, respectivamente, 9.999 €/MWh e -9.999 €/MWh.

Simultaneamente ao casamento das ofertas, as capacidades de intercâmbio remanescentes entre as diferentes zonas (que podem ou não representar países diferentes) são atualizadas, considerando as negociações já executadas. Para tanto, uma solução tecnológica dedicada foi desenvolvida, chamada M7 XBID, que agrega as ofertas dos agentes em um livro compartilhado e realiza a validação das negociações e atualização das capacidades remanescentes de intercâmbio. No mercado contínuo não há um preço comum para todo o mercado; cada negociação é feita sob um preço definido pelos agentes. A energia pode ser negociada para 60 minutos (todos os países) ou 15 minutos (com exceção da Noruega).

Nos países Nórdicos apenas existe o Mercado Intradiário em formato contínuo; leilões intradiários, existentes em outros países europeus, atualmente não são utilizados – muito embora (1) o Nord Pool, em suas regras de mercado, se reserve no direito de realizar leilões deste tipo sob sua discricão e (2) exista uma iniciativa para implementação de leilões intradiários já em 2024.

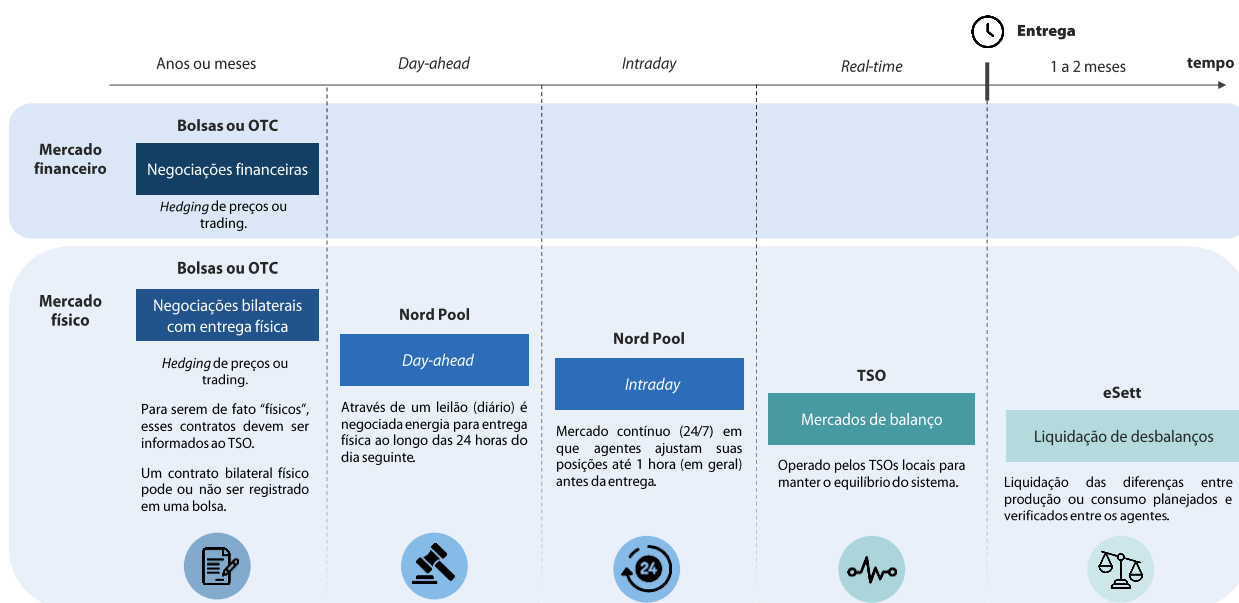
Além do SIDC, o Nord Pool também operacionaliza os mercados intradiários locais de diferentes países Europeus, não integrados com os demais países europeus – por exemplo na Alemanha e na França. Com exceção da Finlândia, os países Nórdicos não possuem mercados intradiários locais²⁴.

²⁴ A Finlândia é uma exceção, pois possui um mercado Intradiário local, apenas para a Finlândia, que funciona até cinco minutos antes da entrega – mesmo após o encerramento do mercado Intradiário para os demais países Nórdicos.

Em junho de 2020 foi introduzida a possibilidade de competição entre as diferentes bolsas de energia (*Power Exchanges*) no mercado spot. Cada país possui um operador de mercado designado (*Nominated Electricity Market Operator, NEMO*), papel desempenhado por alguma bolsa e que possui atribuições institucionais²⁵ na organização do mercado, porém alguns países permitem a competição entre diferentes bolsas – que representam um conjunto de participantes do mercado, coletam ofertas de compra e as submetem ao algoritmo centralizado EUPHEMIA e ao sistema M7 XBID. As bolsas usualmente também atuam como a contraparte central do mercado spot.

Os agentes que atuam nos países Nórdicos podem optar entre o Nord Pool, do Nord Pool Group, que é o operador de mercado designado para estes países, e a EPEX Spot, do grupo EEX.

Figura 48: Mercados para a negociação de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.



4.5.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Conforme discutido na seção 4.5.1, os preços de curto-prazo são determinados pelo Mercado do Dia Seguinte e pelo Mercado Intradiário. Muito embora existam liquidações com ambos, os preços resultantes do Mercado do Dia Seguinte possuem maior relevância; estes preços são associados ao maior volume de negociação no mercado spot e são também utilizados como referência para derivativos e no mercado de contratos.

²⁵ Tais como: (1) executar o algoritmo EUPHEMIA e calcular preços de curto-prazo e geração (posições) dos agentes; (2) monitoramento de mercado (exercício de poder de mercado) e reporte ao regulador; (3) desenvolver e manter os algoritmos, além das metodologias e procedimentos correlatos aos mercados de curto-prazo; (4) desenvolver, junto aos operadores de sistema, processos de contingência para a manutenção do funcionamento do mercado em situações adversas

MERCADO DO DIA SEGUINTE

É um leilão para a negociação física de energia para o dia seguinte. Os preços são calculados com base nas ofertas de compra e venda submetidas pelos agentes, além das capacidades de interconexão entre as diferentes zonas de preço – i.e., quanta energia é possível escoar [60].

Os preços são horários e calculados por zona. A cada dia, os agentes submetem ofertas refletindo suas intenções de compra ou venda de energia para o dia seguinte. Contratos bilaterais com entrega física não são diretamente considerados neste leilão (isto é, não são utilizados como informação).

Os principais passos associados são:

- 1) Com base em informações fornecidas pelos operadores de sistema (TSO) e de mercado (NEMO), uma terceira instituição (conhecida por *Regional Coordination Centre*, de propriedade dos operadores de sistema em cada região²⁶) realiza o cálculo das capacidades de intercâmbio a serem utilizadas nos leilões do Mercado do Dia Seguinte. Este processo é comumente conhecido por *Coordinated Capacity Calculation*.
- 2) Agentes de mercado submetem ofertas de compra e venda de energia.
- 3) Os dados de entrada são enviados ao NEMO responsável por executar o algoritmo EUPHEMIA naquele momento – função conhecida por *Market Coupling Operator*.
- 4) Resultados são divulgados aos operadores de mercado e de sistema para validação.
- 5) Resultados validados são divulgados aos agentes de mercado.
- 6) Resultados (as posições líquidas de cada zona de preços) são divulgados para a instituição responsável por calcular os intercâmbios nas diferentes regiões de operação que são, então, informados para os operadores de mercado e de sistema.
- 7) Os operadores de mercado (na realidade, aqueles responsáveis como contraparte central) realizam a liquidação das negociações feitas no Mercado do Dia Seguinte.
- 8) Passos adicionais são necessários para realizar intercâmbios financeiros associados ao uso de interconexões e que este uso seja comunicado aos operadores de sistema.

Os principais marcos temporais são:

- 8h (CET) início do período para submissão de ofertas dos agentes;
- 10h horário limite para o envio dos limites de intercâmbio por parte dos operadores dos sistemas de transmissão;
- 12h fim do período para submissão de ofertas dos agentes – conhecido por *gate-closure* do Mercado do Dia Seguinte;
- 12h até 13h execução do algoritmo (em geral, o tempo de execução é próximo dos 20 minutos) e validação de resultados;
- 13h publicação de resultados.

²⁶ Existem atualmente oito regiões operativas na Europa, cada uma compreendendo as áreas de diferentes TSOs.

MERCADO INTRADIÁRIO

Como mencionado na seção 4.5.1 o Mercado Intradiário é um mercado contínuo, integrado com outros países Europeus, e é uma oportunidade para nova submissão de ofertas pelos agentes [61].

Nos países Nórdicos, o mercado contínuo (o *Single Intraday Coupling*) inicia às 14h (CET), após a realização do leilão do Mercado do Dia Seguinte, e negociações podem ser realizadas até uma hora anteriormente ao período de programação que está sendo negociado (e.g., até as 18h é possível negociar energia para o período entre 19h e 20h).

O seu funcionamento é similar a uma bolsa de valores, de modo que uma oferta de compra e uma oferta de venda podem ser casadas continuamente em tempo real (sem a necessidade de acumular ofertas para calcular a interseção das curvas de oferta e demanda). Por conta disto, não há um referencial de preços resultante do Mercado Intradiário; cada negociação é feita a um preço acordado pelos agentes.

4.5.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

OS TIPOS DE OFERTAS NO MERCADO DO DIA SEGUINTE

As ofertas no Mercado do Dia Seguinte podem ser simples (preço x quantidade) ou por blocos – o que cria relações de dependências entre ofertas, inclusive com condições de integralidade. Os parâmetros associados ao *unit commitment*, portanto, não são representados diretamente, mas sim através desta estrutura de ofertas por bloco. As ofertas possuem um volume mínimo de 0.1 MW, um *tick* de 0.01 EUR/MWh e, no caso das ofertas simples, podem ser declarados até 200 segmentos de preço para cada período – i.e., para cada hora [62].

A maior parte das transações é feita com base em ofertas simples horárias, representadas por um par preço x quantidade ou uma quantidade a ser negociada:

- a) Dependente de preço. Exemplo: compra 2 MW médios para qualquer preço menor que 10 \$/MWh e vende 5 MW médios para qualquer preço maior que 20 \$/MWh.
- b) Independente de preço. Exemplo: compra de 2 MW médios a qualquer preço.

As ofertas por bloco têm estrutura similar a das ofertas simples, mas contêm alguma condição adicional, dada pelo agente. Podem ser de diversos tipos:

- a) Tudo ou nada (*fill or kill*): ou a oferta é aceita inteiramente, ou é rejeitada. Exemplo: venda de 5 MW a 20 \$/MWh.
- b) Ofertas “cortáveis” (*curtailable*): ofertas que possuem um percentual mínimo de aceitação (minimum acceptance ratio – MAR). Exemplo anterior, com MAR = 50%.
- c) Blocos com perfil: ofertas em bloco com algum perfil definido – semelhante à modulação. Exemplo 3 MW médios ao longo do dia, porém sendo 4 MW até o 12h e 2MW a partir dali.
- d) Blocos dependentes: ofertas em bloco cuja aceitação é dependente da aceitação de um bloco prévio.
- e) Grupos de ofertas exclusivas: grupo com diversas ofertas, do qual apenas uma pode ser aceita. Estas ofertas podem ser do tipo “cortáveis”, porém com aceitação mínima superior a 50%.

- f) Ofertas flexíveis: ofertas de apenas uma hora de duração, sem período específico, que são alocadas pelo leilão nos períodos em que o bem-estar seja maximizado. Por exemplo, imagine uma ordem flexível de 2 MW.

Com isto, as componentes das ofertas, seja de compra ou venda, são resumidas²⁷ em:

- Código de descrição;
- Classe da oferta (compra ou venda);
- Volume para cada hora (em MWh);
- Preço para cada hora (em euros/MWh).

MERCADOS DE BALANÇO

Adicionalmente ao Mercado do Dia Seguinte e ao Mercado Intradiário, existem mecanismos utilizados pelo operador do sistema²⁸ para adquirir e ativar reservas (primária, secundária e terciária), os Mercados de Balanço. Na Europa, os produtos associados às reservas são conhecidos por “Balancing Products”, providos por “Balancing Service Providers (BSP)” – agentes de geração ou resposta da demanda [63], [64].

Importante destacar que a contratação de reservas e sua remuneração são feitas para além dos mercados do Dia Seguinte e Intradiário, não influenciando diretamente na formação do preço spot.

São quatro os principais produtos, cuja nomenclatura e definições foram harmonizadas em nível europeu por regulamentações recentes; antes, cada país possuía uma definição própria. São eles:

- e) Reserva Primária: também conhecida por *Frequency Containment Reserve (FCR)*, é a primeira resposta do sistema elétrico às perturbações (como variações na demanda, perdas de geração etc.) da frequência. Esta resposta é provida pelos equipamentos de controle automático – partes integrantes de alguns geradores de energia elétrica.
- f) Reserva Secundária: conhecida por *Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*, é uma resposta provida por recursos ativados sob o comando direto do TSO, que podem ser ativados de forma automática em até cinco minutos. Desvios de frequência são monitorados continuamente (em intervalos de cinco ou dez segundos, por exemplo) e o sistema de controle do TSO se comunica diretamente com algumas unidades de geração.
- g) Reserva Terciária: também conhecida por *Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*, é utilizada quando eventos de mais longa duração ocorrem, que não podem ser resolvidos pela atuação das reservas FCR e aFRR. Pelas diretrizes europeias, esta reserva deve ser capaz de responder em até 12 minutos e meio.

²⁷ No caso de ofertas por blocos, a relação entre blocos e as demais características são declaradas através da plataforma mantida pelo Nord Pool.

²⁸ Tais mecanismos são necessários pois, muito embora as ofertas utilizadas no Mercado do Dia Seguinte sejam fornecidas pelos agentes de mercado e o cronograma associado resulte de um processo de otimização, nem sempre este cronograma aponta para uma operação viável do sistema elétrico – para citar um exemplo, a rede elétrica não é explicitamente representada no modelo EUPHEMIA. Portanto, é necessária a validação do programa de despacho pelo operador do sistema, que para tanto considera as restrições técnicas pertinentes.

- h) Reserva de substituição: conhecidas como *Replacement Reserve* (RR), são utilizadas em alguns países para recompor os níveis de reserva secundária e terciária, caso seja necessário após a efetiva ativação destes serviços. Não são todos os países que utilizam este tipo de reserva; por exemplo, Bélgica e Alemanha não adotaram este produto.

Na Noruega, a Statnett, enquanto responsável pela operação do sistema norueguês, é responsável pela contratação das reservas necessárias para manutenção da segurança operativa. Como a rede elétrica da Noruega é operada em sincronia com as redes da Finlândia, Suécia e parte da Dinamarca (a Zelândia, sendo a Juntlândia sincronizada com a Europa Continental), a aquisição e gestão das reservas é feita de forma conjunta pelos operadores de sistema dos quatro países. A atuação dos operadores, a aquisição de reservas (montantes, requisitos técnicos e procedimentos) e detalhes pertinentes são definidos em um acordo comum – conhecido por "*Nordic System Operation Agreement*".

Além das reservas definidas pela regulamentação europeia (como a reserva primária, secundária e terciária), a Noruega utiliza também a chamada reserva rápida de frequência – conhecida por "*fast frequency reserve*" (FFR), que não consta nas diretrizes comuns aos demais países europeus. As reservas do tipo FFR foram formalizadas como um produto relativamente recentemente, entre 2017 e 2018.

Todas as reservas são remuneradas por capacidade (i.e., por disponibilidade), em um arranjo de preços marginais – "*pay-as-price*". Três dos quatro tipos de reserva (primária, secundária e reserva rápida de frequência) recebem uma compensação financeira em caso de ativação. Atualmente, apenas a reserva terciária possui um mercado de ativação associado, através do qual os recursos ativados são remunerados em um arranjo de preço marginal.

Os requisitos técnicos são similares aos determinados pelas diretrizes europeias: recursos de reserva primária devem ser capazes de responder em não menos que 30 segundos, mantendo a resposta por ao menos 15 minutos; recursos de reserva secundária devem ser capazes de responder com capacidade total em até 5 minutos (a Statnett mira 2 minutos), mantendo a resposta pelo tempo que a oferta feita pelo agente estabelece; a reserva terciária deve ser capaz de responder com capacidade total em até 12,5 minutos, mantendo a resposta por ao menos uma hora.

Ainda no exemplo da Noruega, a contratação dos serviços de reserva se dá sob diferentes condições:

- Reserva primária: o requisito é estabelecido em conjunto pelos operadores dos países Nórdicos. Atualmente²⁹, a reserva é contratada através de dois produtos, um para condições normais de operação e outro para condições de contingência. O requisito para as condições normais de operação é de 600 MW (cerca de 1% da demanda conjunta), enquanto o requisito para situações de contingência é definido pela maior contingência individual. A contratação da reserva primária é feita em dois mercados: um feito com dois dias de antecedência (D-2), antes do Mercado do Dia Seguinte, e outro com um dia de antecedência (D-1), após o Mercado do Dia Seguinte.

²⁹ Em abril de 2023 um novo conjunto de regras para a reserva primária foi aprovado pelos operadores de sistema dos países Nórdicos; estas regras serão implementadas gradualmente entre 2024 e 2028.

- Reserva secundária: os recursos que se comprometeram oferecer a reserva secundária, através do mercado de capacidade deste recurso, são ativados de forma uniforme por meio de um comando do operador – o que é conhecido como *pro-rata*³⁰. Há planos de, nos próximos anos, alterar a forma de ativação destes recursos, criando um mercado para ativação e adotando uma abordagem de mérito econômico. Os requisitos atuais variam entre 300 MW e 400 MW, divididos entre os quatro países Nórdicos.
- Reserva terciária: conforme mencionado, esta é a única reserva que conta com um mercado de capacidade (conhecido por RKOM³¹) e um mercado para ativação (conhecido por RK³²). O mercado de capacidade deve garantir reservas suficientes para participação no mercado de ativação; o mercado de ativação é comum para os países Nórdicos, e nele produtores são selecionados de acordo com a lógica de preços marginais – i.e., pela ordem de mérito econômico. As ativações são feitas pela seleção no mercado de ativação, e notificações são enviadas pela Stattnet aos agentes até as 21:30 (CET) do dia anterior ao dia operativo. Os requisitos de reserva terciária variam, sendo continuamente calculados e monitorados pela Stattnet³³.
- Reservas do tipo FFR são adquiridas sob a forma de capacidade, para um período especificado pelos operadores do sistema de cada país. A aquisição é dividida em dois produtos: (i) um perfil sazonal, que garante um volume limitado nas noites e finais de semana; e (ii) um perfil flexível, entregue de acordo com as necessidades identificadas pelos operadores do sistema, com base na operação de curto-prazo.

Em casos de perturbações na frequência elétrica, as reservas rápidas de frequência (FFR) são o primeiro recurso a reagir, respondendo em aproximadamente um segundo, impedindo que a frequência caia além dos 49 Hz (a frequência nominal é 50 Hz). Esta reserva pode ser ativada em diferentes montantes, a depender do nível de perturbação observado.

Em 2020 os operadores de sistema nos países Nórdicos estimaram uma necessidade de até 300 MW de reservas do tipo FFR, para o período entre maio e setembro. A responsabilidade pelo volume é definida por um rateio entre os diferentes países e pode mudar a cada ano – isto é, entre as diferentes zonas de operação. Em 2021, a contribuição da Noruega, através do operador Statnett, foi definida em 39%. Um mercado para a aquisição deste tipo de reserva foi estabelecido em 2022.

A LIQUIDAÇÃO DE DESBALANÇOS

A responsabilidade pela manutenção do equilíbrio instantâneo entre a geração e o consumo de energia elétrica é do operador do sistema de transmissão (TSO). Tal responsabilidade é definida para diferentes áreas de controle, que não necessariamente correspondem às zonas de preços – por exemplo, na Alemanha há apenas uma zona de preços e quatro áreas de controle. O TSO delega parte desta responsabilidade aos agentes de geração e consumo, que são responsáveis pelo balanço de seus próprios portfólios de ativos.

³⁰ Um sinal de controle é emitido pela Stattnet, que é seguido por todos os geradores.

³¹ *Regulerkraftopsjonsmarkedet*.

³² *Regulerkraftmarkedet*.

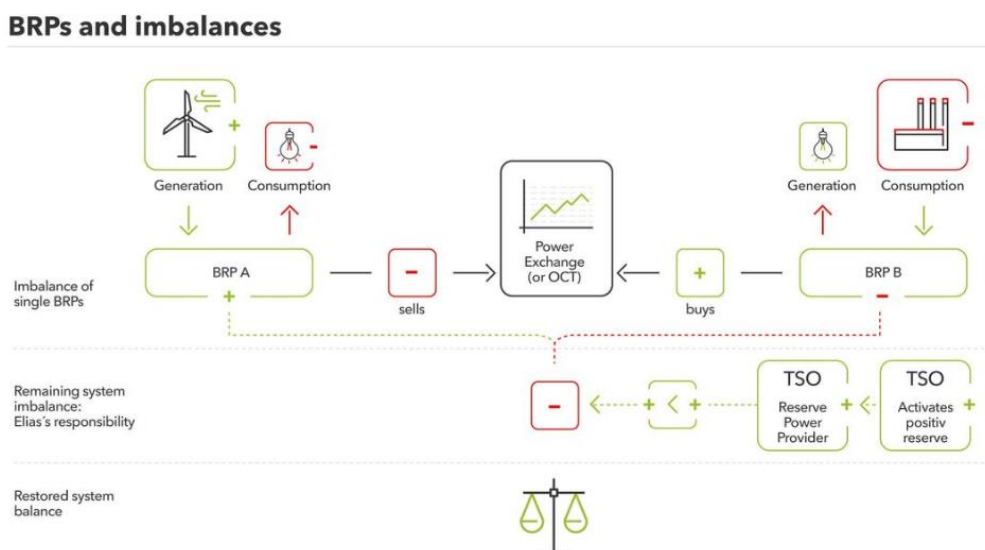
³³ Para o inverno 2022/23 foram adquiridos 702 MW no mercado de capacidade, enquanto para o inverno de 2023/24 foi adquirida uma capacidade de 1,192 MW.

Um portfólio “balanceado” é aquele em que os compromissos assumidos pelo agente, através dos diferentes mercados e por contratos bilaterais (aqueles nominados, com obrigação de entrega), se igualam às medições observadas no tempo real. Por exemplo, para um gerador, se as vendas no Mercado do Dia Seguinte e Intradiário se igualam à geração observada. Para verificar este balanço e incentivar os agentes a estarem balanceados, é feita uma liquidação de desbalanços.

A liquidação de desbalanços (“*imbalance settlements*”, em inglês) é a liquidação de diferenças feita nos mercados europeus e é, em geral, realizada pelos operadores do sistema – e não pelos operadores de mercado, as bolsas de energia. Na Noruega, esta liquidação é conhecida por “*Balanseavregning*”, é de responsabilidade da Stattnet, o operador do sistema, porém é executada pela eSett, uma empresa que pertence aos operadores de sistema dos quatro países Nórdicos e foi criada para este fim.

Os desbalanços são calculados por agente de liquidação, conhecidos por *Balancing Responsible Parties* (BRP)³⁴, para um portfólio de ativos (ou, ainda, de consumidores representados). Por exemplo, um grande comercializador varejista, com centenas de milhares de consumidores, ou um grande gerador, são exemplos de agentes que atuam como BRP. Aqueles agentes que possuem desbalanços pagam (ou recebem) montantes valorados ao preço de desbalanço – um preço calculado com base no custo dos serviços de balanço ativados a cada instante. Até maio de 2023 os desbalanços eram calculados em base horária e, desde então, são utilizados períodos de 15 minutos.

Figura 49: Liquidação de desbalanços. Fonte: [59].



³⁴ Uma pessoa jurídica privada que tem a responsabilidade pelo equilíbrio de um ou vários pontos de acesso à rede de transmissão. O portfólio de um BRP também é chamado de grupo de balanço (“*balancing group*”). O BRP mantém seu portfólio balanceado combinando injeção, retiradas, trocas com outros BRPs e exportações ou importações para outras áreas de controle. Cada gerador e consumidor da rede é obrigado a (1) ter um contrato com um BRP, transferindo a responsabilidade pelo balanço, ou (2) atuar como BRP.

A NOMINAÇÃO DE CONTRATOS E A ENTREGA FÍSICA

Nos mercados europeus de energia elétrica, para fins de liquidação, um compromisso de entrega (ou consumo) de energia é estabelecido pelos agentes através de nomeações – isto é, por informar ao operador do sistema os montantes que o agente espera injetar ou consumir da rede elétrica.

Na Noruega, as negociações para entrega física podem se dar em mercados organizados, as bolsas de energia, ou no mercado bilateral. Em ambos os casos, os compromissos devem ser informados ao operador do sistema e ao eSett, a empresa responsável por executar a liquidação de desbalanços – equivalente à liquidação de diferenças realizada no Brasil [65].

Após a nomeação, o montante associado ao contrato será, então, contabilizado na liquidação das diferenças realizada para cada agente. Portanto, se um consumidor quiser respaldar seu consumo por meio de um contrato bilateral estabelecido com um gerador, ao invés de comprar a energia no mercado spot, este deve comprovar (através da nomeação) tê-la adquirido através de um contrato bilateral – os contratos bilaterais não são considerados na liquidação do Mercado do Dia Seguinte ou Intradiário.

A nomeação pode ser feita diretamente pelas partes envolvidas no contrato, se estas forem registradas como partes responsáveis pelo seu próprio balanço (*Balancing Responsible Party, BRP*), ou por uma terceira parte indicada por elas (um BRP com o qual as partes possuem contrato de representação). As negociações realizadas em bolsa (no Mercado do Dia Seguinte e no Mercado Intradiário) são informadas ao operador do sistema pela própria bolsa [65].

4.6. GRÃ-BRETANHA

4.6.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços na Grã-Bretanha. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 16: Resumo da caracterização base da formação de preços na Grã-Bretanha.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Múltipla	Mercado do dia seguinte, mercado intradiário e mercado de balanço
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Explícita	Processos separados
Detalhe temporal da última iteração	30 minutos	
Detalhe espacial da última iteração	Nó único	

Tabela 17: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços na Grã-Bretanha.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Frequente flexível	Todas as tecnologias
Curva quantidade-preço	Bastante flexibilidade	Frequente flexível	Virtuais e tecnologias
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Representação equivalente	Frequente flexível	Virtuais e tecnologias
Otimização de armazenamento	Não representado	Não se aplica	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Não representado	Não se aplica	Não se aplica

No sistema elétrico da Grã-Bretanha (GBR), ou seja, aquele que cobre os territórios da Inglaterra, Escócia e País de Gales, o operador do sistema é a *National Grid ESO* (NGESO). Após a implementação dos *New Electricity Trading Arrangements* (NETAs) no mercado em 2001, entrou em vigor em 2005 um conjunto de acordos de comercialização e transmissão de eletricidade atacadista, conhecido como BETTA. O BETTA é baseado em negociações bilaterais entre geradores, fornecedores, consumidores e comercializadores, onde os participantes se auto despacham no sistema ao invés de serem despachados centralmente pelo operador. Além disso, o mercado atacadista é nacional (ou seja, os preços são únicos para todo o sistema) e existe um mecanismo de balanço para equilibrar a oferta com a demanda, onde o operador do sistema é o responsável pela operação.

Os mercados do dia seguinte e intradiário para a comercialização de energia na GBR são gerenciados pelas bolsas *European Power Exchange* (EPEX) e *Nord Pool* (N2EX). Esses mercados são definidos dependendo de quando são executados, de quais são os períodos de entrega e da sua granularidade. A maioria desses mercados segue um formato de leilão uniforme, onde os participantes recebem o mesmo preço, definido pela última oferta adjudicada – o mercado intradiário contínuo é uma exceção e funciona da forma “*pay-as-bid*”, onde cada participante recebe seu preço ofertado.

No mercado do dia seguinte, tanto a EPEX quanto a N2EX executam dois leilões diários (um horário e outro de 30 min). Nesses leilões, os preços (horários ou para cada 30 min) são calculados para o dia seguinte resolvendo-se um problema de otimização que considera as ofertas de compra e venda de energia submetidas por diferentes agentes, sem considerar restrições de transmissão (os preços são únicos para todo o sistema). Este é um mercado fundamentalmente voluntário, mas concentra a maior parte do volume dos mercados físicos. Além disso, toda negociação realizada no mercado do dia seguinte origina uma obrigação financeira e é considerada na liquidação de desbalanços. As negociações resultantes deste mercado são utilizadas pela NGESO para construir o programa da geração.

No mercado intradiário, a energia é negociada em produtos de 30 minutos para o dia da operação por meio de negociações contínuas (*first-come, first-served*), e também através de leilões diários realizados duas vezes por dia (operações realizadas pelas duas bolsas, EPEX e N2EX). O mercado intradiário também é voluntário, e utilizado principalmente para ajustes das posições assumidas no dia anterior

conforme o período de entrega se aproxima. Os leilões intradiários da GBR operam em conjunto com a Irlanda – em resumo, as ofertas de compra e venda de energia feitas por agentes nos diferentes países podem ser casadas, sob a condição de haver capacidade de interconexão suficiente. Toda negociação realizada no mercado intradiário, assim como no mercado do dia anterior, origina uma obrigação financeira, é considerada na liquidação de desbalanços, e utilizada pelo operador na elaboração dos programas de geração.

Ainda, existe o mecanismo de balanço gerenciado pelo operador do sistema para a realização de correções nos cronogramas de despacho a cada meia hora, como por exemplo, aumentando/reduzindo a geração/demanda e adquirido serviços ancilares (potência reativa, reserva operacional de curto prazo, resposta de frequência, serviços de *black start* e de reserva), embora na maioria dos casos, o NGEESO contrate os serviços ancilares com antecedência diretamente do recurso. No mecanismo de balanço, a participação é voluntária, e os recursos podem fazer ofertas de venda para aumentar a geração/reduzir a demanda ou ofertas de compra para reduzir a geração/aumentar a demanda (produtos de 30 minutos) até 1 hora antes da entrega – caso a oferta seja aceita, essa informação é considerada na liquidação de desbalanços.

Devido à natureza de auto despacho no mercado da GBR, os compromissos de geração forçada são explicitamente representados no problema de otimização executado pelo operador do sistema durante o Mecanismo de Balanço, dado que os agentes podem informar ao operador do sistema suas intenções de geração/demanda para o próximo período de liquidação. Essas declarações são realizadas de forma frequente (em uma base horária) e flexível (não há um processo restrito de validação), além de serem aplicáveis a todas as tecnologias de geração.

Tanto no mercado do dia seguinte como no mercado intradiário, há diversos tipos de ofertas que podem ser submetidas pelos agentes, desde pares de preço x quantidade, ofertas flexíveis independentes de preço, ofertas em blocos e dependentes de outras, etc (mais detalhes na seção “Alguns destaques particulares do desenho, Tipos de ofertas”). Além disso, não há obrigação de uma oferta estar atrelada a um recurso de geração ou demanda – por esse motivo, tanto ofertas virtuais quanto físicas de compra e/ou venda são permitidas.

As variáveis de *unit commitment* são representadas de forma equivalente no problema de otimização dos mercados do dia seguinte e intradiário através de ofertas em blocos que são dependentes temporalmente, ou seja, cuja aceitação da oferta em um período é dependente de outro período, e através de ofertas com percentual mínimo de aceitação, indicando, por exemplo, uma geração mínima esperada pelo agente. Embora esse tipo de oferta seja mais comum para recursos de geração físicos, não há este requisito nos mercados da GBR, e ofertas virtuais são permitidas.

Recursos com capacidade de armazenamento não são representados de forma explícita no problema de otimização dos mercados da GBR, e, assim como os demais recursos, o operador considera as expectativas de geração/consumo informadas pelos agentes para executar o mecanismo de balanço e formar os programas de geração. Por esse motivo, cada agente é responsável pelo seu próprio gerenciamento de produção/consumo, inclusive recursos de armazenamento, ao determinar os melhores momentos para gerar e armazenar.

No mercado da GBR, os produtos de reserva não são representados no modelo de otimização do mercado – a contratação desses produtos é feita pelo operador do sistema de forma antecipada a

operação, mas também podem ser adquiridos durante o mecanismo de balanço para equilibrar o sistema se houver necessidade em tempo real.

4.6.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Como existem duas bolsas que operam nos mercados do dia seguinte e intradiário no mercado da GBR, além do operador do sistema que opera o mercado de balanço, as próximas subseções descrevem o processo de formação de preços específico de cada bolsa (EPEX e N2EX, embora sejam bastante similares, com algumas divergências de *gate closure*, por exemplo), além do processo do mercado de balanço executado pelo operador do sistema.

NORD POOL (N2EX)

Na bolsa N2EX que opera no mercado da GBR, o processo de formação de preços nos mercados do dia seguinte e intradiário consiste nas seguintes etapas:

Envio de ofertas para o mercado do dia seguinte: diariamente os agentes submetem ofertas refletindo suas intenções de compra ou venda de energia para o dia seguinte. Para o leilão de 60 min, este processo ocorre até às 09:50h (*gate closure*), quando se encerra o período para ofertas deste leilão. Já para o leilão de 30 min, o *gate closure* é às 14:30h.

Equilíbrio do mercado do dia seguinte: após o *gate closure* de cada leilão, o equilíbrio do mercado é calculado combinando as curvas de oferta e demanda agregadas dos agentes. As curvas agregadas são elaboradas a partir da interpolação dos pontos das curvas de oferta e demanda, onde os pontos representam as ofertas de compra e venda submetidas. O ponto de interseção entre as curvas agregadas estabelece os preços e quantidades de equilíbrio – o algoritmo do leilão determina as ofertas adjudicadas e rejeitadas resolvendo um problema de maximização do bem-estar social (excedente do consumidor + excedente do produtor).

Divulgação de resultados do mercado do dia seguinte: assim que os leilões são concluídos, os resultados de preço e volume são divulgados ao mercado. Em seguida, os participantes adjudicados são informados de suas compras e vendas individuais através de um Relatório de Preços, enviado a cada agente o quanto antes após os resultados serem calculados, mas ainda no dia anterior à entrega.

Envio de ofertas para o mercado intradiário: após os resultados do mercado do dia seguinte serem publicados, se inicia o período de negociações do mercado intradiário (produtos de 30 minutos). Os agentes podem submeter ofertas de compra e venda para dois leilões: o primeiro, ainda no dia anterior à entrega, possui *gate closure* às 17:30h; e o segundo, no próprio dia da entrega, possui *gate closure* às 08:00h.

Equilíbrio do mercado intradiário: assim como no mercado do dia seguinte, após o *gate closure*, todas as ofertas de compra e venda submetidas nos leilões intradiários são empilhadas e o equilíbrio de mercado é calculado. As ofertas são consideradas como pontos nas curvas agregadas de oferta e demanda, formadas a partir da interpolação desses pontos. O equilíbrio de mercado se dá pelo ponto de interseção das curvas agregadas, resolvendo um problema de maximização do bem-estar social.

Divulgação de resultados do mercado intradiário: assim que os leilões são concluídos, os resultados de preço e volume são divulgados ao mercado, e os participantes são informados de suas compras e vendas individuais através de um Relatório de Preços do mercado intradiário.

Mercado contínuo: no dia da entrega, os participantes podem enviar continuamente ofertas de compra e venda (produtos de 30 minutos) até 15 minutos antes do período de entrega (por exemplo, é possível negociar energia até às 16:45h para o período entre 17:00h e 17:30h). Seu funcionamento é similar a uma bolsa de valores e as ofertas podem ser casadas continuamente em tempo real, ou seja, quando qualquer oferta de venda corresponda a uma oferta de compra, a negociação é realizada por meio de um contrato entre as partes.

Liquidações financeiras: as liquidações financeiras dos mercados do dia seguinte e intradiário são realizadas diariamente da seguinte forma, independente do produto negociado:

- No mercado do dia seguinte (leilões de 60 e 30 minutos), pagamentos com valores líquidos devidos à N2EX são processados no próprio dia da entrega, e pagamentos com valores líquidos devidos pela N2EX são processados 1 dia após o dia da entrega.
- No mercado intradiário (leilões e mercado contínuo), pagamentos com valores líquidos devidos à N2EX são processados 2 dias após o dia da entrega e pagamentos com valores líquidos devidos pela N2EX são processados 3 dias após o dia da entrega.

EUROPEAN POWER EXCHANGE (EPEX)

Na bolsa EPEX que opera no mercado da GBR, o processo de formação de preços nos mercados do dia seguinte e intradiário consiste nas seguintes etapas:

Envio de ofertas para o mercado do dia seguinte: diariamente os agentes submetem ofertas refletindo suas intenções de compra ou venda de energia para o dia seguinte. Para o leilão de 60 min, este processo ocorre até às 09:20h (*gate closure*), quando se encerra o período para ofertas deste leilão. Já para o leilão de 30 min, o *gate closure* é às 15:30h.

Equilíbrio do mercado do dia seguinte: após o *gate closure* de cada leilão, o equilíbrio do mercado é calculado combinando as curvas de oferta e demanda agregadas dos agentes. As curvas agregadas são elaboradas a partir da interpolação dos pontos das curvas de oferta e demanda, onde os pontos representam as ofertas de compra e venda submetidas. O ponto de interseção entre as curvas agregadas estabelece os preços e quantidades de equilíbrio – o algoritmo do leilão determina as ofertas adjudicadas e rejeitadas resolvendo um problema de maximização do bem-estar social (excedente do consumidor + excedente do produtor).

Divulgação de resultados do mercado do dia seguinte: assim que os leilões são concluídos, os resultados de preço e volume são divulgados ao mercado às 09:30h e 15:45h, para os leilões de 60 minutos e 30 minutos, respectivamente. Após este anúncio, os resultados individuais são comunicados para cada agente adjudicado no leilão.

Envio de ofertas para o mercado intradiário: após os resultados do mercado do dia seguinte serem publicados, se inicia o período de negociações do mercado intradiário (produtos de 30 minutos). Os agentes podem submeter ofertas de compra e venda para dois leilões: o primeiro, ainda no dia anterior

à entrega, possui *gate closure* às 17:30h; e o segundo, no próprio dia da entrega, possui *gate closure* às 08:00h.

Equilíbrio do mercado intradiário: assim como no mercado do dia seguinte, após o *gate closure*, todas as ofertas de compra e venda submetidas nos leilões intradiários são empilhadas e o equilíbrio de mercado é calculado. As ofertas são consideradas como pontos nas curvas agregadas de oferta e demanda, formadas a partir da interpolação desses pontos. O equilíbrio de mercado se dá pelo ponto de interseção das curvas agregadas, resolvendo um problema de maximização do bem-estar social.

Divulgação de resultados do mercado intradiário: assim que os leilões são concluídos, os resultados de preço e volume são divulgados ao mercado às 18:00h e 08:30h, para o primeiro e segundo leilão, respectivamente. Após este anúncio, os resultados individuais são comunicados para cada agente adjudicado no leilão.

Mercado contínuo: no dia da entrega, os participantes podem enviar continuamente ofertas de compra e venda (produtos de 30 minutos) até 15 minutos antes do período de entrega (por exemplo, é possível negociar energia até às 16:45h para o período entre 17:00h e 17:30h) através da plataforma de negociação *M7 trading*. Seu funcionamento é similar a uma bolsa de valores e as ofertas podem ser casadas continuamente em tempo real, ou seja, quando qualquer oferta de venda corresponda a uma oferta de compra, a negociação é realizada por meio de um contrato entre as partes.

Liquidações financeiras: as negociações realizadas na EPEX são liquidadas financeiramente sob um processo harmonizado, em que pagamentos são realizados diariamente. Este processo é conduzido pela *European Commodity Clearing* (ECC), uma câmara de compensação central. Especificamente, nos mercados da GBR, os pagamentos são processados em horários fixos às 09:00h em todos os dias úteis específicos do país.

ETAPA DE RESPONSABILIDADE DO OPERADOR

A principal função do operador da GBR (*National Grid ESO*, NGESO) é equilibrar o sistema em tempo real garantindo que a oferta atenda a demanda em todos os momentos. Para realizar essa função, o NGESO contrata alguns serviços no sistema, fornecidos por recursos de geração ou demanda, conhecidos como serviços de balanço. Os serviços de balanço podem ser:

- Serviços ancilares, tais como Potência Reativa, Resposta de Frequência, Serviços de Reserva, Black Start e Estabilidade, entre outros. Na maioria dos casos, a NGESO contrata esses serviços antecipadamente, negociando diretamente com a parte vendedora, e contrata quantidades adicionais se houver necessidade em tempo real.
- Ofertas de agentes para aumentar a geração/reduzir a demanda (*offer*) ou reduzir a geração/aumentar a demanda (*bid*) quando o NGESO está realizando o mecanismo de balanço.

O mecanismo de balanço (*Balancing Mechanism*, BM) é um leilão online contínuo realizado pelo operador para cada período de negociação de 30 minutos, que visa contratar serviços de balanço para equilibrar oferta e demanda e manter a frequência do sistema em torno de 50 Hz (+/- 1%), verificando se as posições assumidas pelos participantes no mercado são de fato viáveis para o sistema. O leilão do BM abre para ofertas entre 90-60 minutos antes do tempo real. A participação no leilão é voluntária e, durante esta janela, os participantes do mercado podem enviar suas ofertas (*bids* e *offers*):

- *Offer*: indica o preço que um agente gostaria de receber por MWh para aumentar a geração ou reduzir a demanda
- *Bid*: indica o preço que um agente está disposto a pagar por MWh para reduzir a geração ou aumentar a demanda

Para que essas ofertas sejam consideradas, os agentes também devem enviar suas informações físicas à NGESO até o *gate closure* (1 hora antes do início do período de entrega), informando sua expectativa de geração ou consumo para o período em questão – após o *gate closure*, essa informação se torna a Notificação Física Final (*Final Physical Notification*, FPN) do agente, considerada nos cálculos de liquidação. Também após o *gate closure*, o NGESO determina as instruções resultantes do mecanismo de balanço, aceitando ou não as ofertas submetidas pelos agentes. Por fim, as ofertas aceitas no BM são consideradas no processo de liquidação.

4.6.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

TIPOS DE OFERTAS

As ofertas no mercado do dia seguinte podem ser horárias, semi-horárias ou em blocos (com a possibilidade de declarar condições especiais para as ofertas em blocos). Todas as ofertas postadas são submetidas a validações, por exemplo, sobre o preço mínimo/máximo, volume mínimo/máximo e limites de crédito do agente:

Ofertas horárias e semi-horárias são o tipo mais simples de oferta que pode ser realizada, representada por um par preço x quantidade ou uma quantidade a ser negociada em uma hora ou intervalo de 30 minutos (dependendo se é para o leilão horário ou semi-horário). Cada intervalo de tempo corresponde a um contrato e a respectiva oferta é feita de forma independente dos demais intervalos. Para esse tipo de oferta, existem duas opções:

- Oferta dependente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia para qualquer preço menor (ou maior) que um valor.
- Oferta independente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia a qualquer preço.

Ofertas em bloco são ofertas realizadas para conjuntos específicos de horas ou intervalos de 30 minutos, com um mesmo preço associado para todo o bloco, e que podem possuir condições especiais. Para esse tipo de oferta, existem as seguintes opções:

- Oferta dependente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia para qualquer preço menor (ou maior) que um valor.
- Oferta independente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia a qualquer preço.
- Tudo ou nada (*all or none*): condição determinando que a oferta deve ser aceita inteiramente, ou rejeitada.
- Ofertas cortáveis (*curtailable*): ofertas que estipulam a compra/venda de energia condicionada a um percentual mínimo de aceitação (*minimum acceptance ratio*, MAR).

- Blocos com perfil: ofertas em bloco com algum perfil horário definido, por exemplo, compra/venda de uma certa quantidade de energia até um horário e outra quantidade a partir de certo horário.
- Blocos dependentes: condição para ofertas em blocos distintos cuja aceitação de um bloco é dependente do aceite de outro bloco.
- Grupos de ofertas exclusivas, com diversas ofertas incluídas, porém com a condição que apenas uma pode ser inteiramente aceita.
- Grupos de ofertas em *loop*, que inclui duas ofertas, mas com a condição que podem ser ou aceitas ou rejeitadas somente em conjunto.

No mercado intradiário, as ofertas podem ser semi-horárias ou em blocos, no entanto, sem as condições especiais vistas para as ofertas em blocos do mercado do dia seguinte. Todas as ofertas postadas também são submetidas a validações:

Ofertas semi-horárias são o tipo mais simples de oferta que pode ser realizada, representada por um par preço x quantidade ou uma quantidade a ser negociada em intervalo de 30 minutos. Cada intervalo de tempo corresponde a um contrato e a respectiva oferta é feita de forma independente dos demais intervalos. Para esse tipo de oferta, existem duas opções:

- Oferta dependente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia para qualquer preço menor (ou maior) que um valor.
- Oferta independente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia a qualquer preço.

Ofertas em bloco são ofertas realizadas para conjuntos específicos de intervalos de 30 minutos, com um mesmo preço associado para todo o bloco, e que podem ser do tipo “tudo ou nada”:

- Oferta dependente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia para qualquer preço menor (ou maior) que um valor.
- Oferta independente de preço: representa a disposição de comprar (ou vender) uma quantidade de energia a qualquer preço.
- Tudo ou nada (*all or none*): condição determinando que a oferta deve ser aceita inteiramente, ou rejeitada.

No mercado intradiário contínuo, existem seis tipos de oferta que podem ser submetidas. Ainda, para cada uma, é possível determinar se ela é válida até o fim do período de negociação do produto ou até um período específico determinado pelo agente:

- *Immediate or cancel*: condição na qual a oferta fica disponível por um período de tempo, podendo ser aceita parcialmente. Após este período, a parcela que não for aceita é retirada de negociação.
- *Fill or kill*: opção para que a oferta seja aceita inteiramente de forma imediata – caso contrário é rejeitada.
- *Linked fill or kill*: compreendendo duas ou mais ofertas do tipo *fill or kill*, mas com a condição que podem ser aceitas somente em conjunto.
- *All or none*: condição na qual a oferta somente pode ser aceita inteiramente, porém fica disponível indefinidamente até ser executada ou cancelada.

- *Sweep*: são ofertas do tipo *Immediate or cancel*, porém submetidas para vários intervalos de tempo em conjunto, e que podem ser aceitas parcialmente.
- *Iceberg*: tipo de oferta utilizada para grandes volumes de energia, que são ofertados em pequenas parcelas no mercado, à medida que estas pequenas parcelas são aceitas.

Tanto no mercado do dia seguinte como no mercado intradiário, as ofertas devem obedecer a limites máximos e mínimos de preço. Esses limites, dependendo da bolsa e do mercado. No mercado do dia seguinte, a EPEX estabelece limites de 9.000 €/MWh e -9.000 €/MWh para os leilões de 60 minutos e de 6.000 €/MWh e -500 €/MWh para os leilões de 30 minutos. A N2EX estabelece limites de 4.000 €/MWh e -500 €/MWh para ambos os leilões (60 e 30 minutos). No mercado Intradiário, a EPEX estabelece limites de 4.500 €/MWh e -450 €/MWh para os leilões e de 6.000 €/MWh e -500 €/MWh para o mercado contínuo. A N2EX estabelece limites de 3.000 €/MWh e -150 €/MWh para os leilões e não estabelece limites para o mercado contínuo.

MECANISMO DE AUTO DESPACHO

O sistema elétrico da Grã-Bretanha (GBR) conta com um mecanismo de “auto despacho” no mercado atacadista, introduzido pelas reformas NETA/BETTA. Nesse mecanismo, geradores e fornecedores contratam com antecedência sua demanda/geração projetada de eletricidade através de negociações bilaterais ou bolsas de energia, e comunicam ao operador do sistema suas negociações firmadas, indicando seus planos de operação para o tempo real.

À medida que o tempo real se aproxima, no entanto, o operador do sistema assume o controle central de equilibrar oferta e demanda, em um ponto no tempo conhecido como “*gate closure*”. Por esse motivo, pode-se dizer que o mercado da GBR não é 100% auto despachado, pois a partir de um certo momento, o operador do sistema assume a função de balancear a oferta e a demanda, verificando se as posições assumidas pelos agentes são de fato viáveis para o sistema. A partir desse momento, diferenças entre o que ocorreu fisicamente e as posições assumidas pelos agentes são liquidadas a preços determinados pelo operador no Mecanismo de Balanço.

Uma hora antes da operação, o operador do sistema recebe informações sobre as posições físicas e contratuais de cada agente, e usa essa informação, bem como suas próprias projeções (sol, vento, demanda, etc.) para identificar se há risco de desbalanço no sistema. Se identificar diferenças entre geração e demanda projetada para qualquer período de liquidação de 30 minutos, o operador pode interferir nas quantidades contratadas de cada agente, uma vez que tem como obrigação equilibrar o sistema a mínimo custo, possuindo ampla liberdade para definir quando e o que comprar. O operador também solicita aos agentes que informaram que irão operar, suas restrições físicas e parâmetros financeiros sob os quais seus planos de operação podem ser alterados, permitindo assim que o operador determine um plano de mínimo custo nas suas funções de balanceamento.

LIQUIDAÇÃO DE DESBALANÇOS

Como comentado, para equilibrar oferta e demanda e manter a frequência do sistema, o operador do sistema (NGESO) utiliza o mecanismo de balanço para ajustar o despacho às incertezas que são reveladas no tempo real. Estes ajustes geram desbalanços entre o que de fato ocorre na vida real e aquilo que estava planejado nos cronogramas de geração (ou seja, informações físicas informadas à NGESO no *gate closure*). Esses desbalanços são liquidados financeiramente pela Elexon.

Nos cálculos de liquidação, as seguintes informações de quantidade são consideradas: (i) projeção/consumo programado (informado pelo agente no *gate closure*); (ii) ofertas aceitas do mecanismo de balanço; (iii) volumes de energia medidos; e (iv) volumes contratados (mercado do dia seguinte, intradiário, OTC, etc). Além das quantidades, também se utiliza o preço de desbalanço, calculado para cada 30 minutos com base nas ofertas aceitas pelo NGESO, bem como os tipos de serviços de balanço utilizados no período de 30 min.

Para realizar a liquidação, a Elexon determina (i) o montante de desbalanço do agente, calculado como a diferença entre a produção (e/ou consumo) medida e a produção (e/ou consumo) programada; e (ii) o valor a liquidar pelo agente, calculado como o montante de desbalanço multiplicado pelo preço de desbalanço. Desta forma, um agente possui incentivo para estar sempre balanceado, tendo seu cronograma planejado igual a seu cronograma realizado (seja para consumidores ou geradores), pois as diferenças são liquidadas ao preço de desbalanço. A produção medida (ou consumo) é efetivamente a soma das produções medidas de cada uma das unidades de geração/consumo no mecanismo de balanço. A produção programada (ou consumo) é determinada pelo cronograma de operação elaborado pelo operador – que utiliza as informações físicas declaradas pelos agentes no *gate closure* e os resultados dos diferentes mercados. Portanto, para um gerador, o desbalanço seria calculado como a diferença entre a sua produção e suas vendas (nos mercados do dia seguinte, intradiário, bilateral e no mecanismo de balanço).

Os cálculos são realizados pela Elexon para cada período de liquidação de 30 min e são cobrados em uma base diária. A liquidação Inicial, quando a Elexon faz uma primeira estimativa de quanto cada agente deve pagar ou receber como resultado dos seus desbalanços, é realizada aproximadamente 16 dias úteis após o dia da operação. Em seguida, as faturas são geradas e enviadas a todas as partes. Finalmente, a data de pagamento associada à liquidação inicial é sempre entre 20-21 dias úteis após o dia da operação. Além disso, recontabilizações do mercado de balanço podem ser realizadas pela Elexon, com datas de pagamento associadas de 39, 84, 154 e 292 dias úteis após a operação.

4.7. NOVA ZELÂNDIA

4.7.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços na Nova Zelândia. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 18: Resumo da caracterização base da formação de preços na Nova Zelândia.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simplex	Mercado Dia Seguinte indicativo e liquidação <i>ex post</i>
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma diferença	
Detalhe temporal da última iteração	30 minutos	
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	~300 nós

Tabela 19: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços na Nova Zelândia.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Equivalente	Frequente flexível	Sem distinção
Curva quantidade-preço	Bastante flexível	Frequente flexível	Sem distinção
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Frequente flexível	Sem distinção
Otimização de armazenamento	Não representado	Não se aplica	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Co-otimizada sensível a preço	Frequente flexível	Sem distinção

Até a década de 1980 as atividades de geração e transmissão na Nova Zelândia eram administradas pelo Departamento de Eletricidade, um órgão estatal ligado ao Ministério de Energia. Em 1986, como parte da primeira fase da reforma do Mercado Elétrico, foi criada a empresa estatal ECNZ (*Electricity Corporation of New Zealand*), responsável por operar as atividades de geração e transmissão. Posteriormente, os ativos de geração e transmissão foram separados, sendo criada a subsidiária estatal Transpower para administrar as redes de transmissão e operar o sistema elétrico neozelandês. A Transpower tornou-se uma empresa independente a partir de 1994. Todos os ativos de geração também foram subdivididos em empresas menores, como forma de estimular a competição no mercado. Em 1996, começou a operação do Mercado de Eletricidade da Nova Zelândia (NZEM), com a implementação de preços nodais, separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, e apresentação de oferta de preços. O mercado atacadista da Nova Zelândia é formado por um único mercado *ex-post*, que utiliza informações de demanda e geração observadas na operação do sistema.

No dia anterior a operação, todos os agentes devem apresentar suas ofertas. As ofertas dos geradores devem especificar para cada período a máxima geração disponível, as taxas de rampa, e os pares de preço e quantidade que descrevem a sua curva de oferta. É possível ofertar até cinco pares de preço e quantidade, sendo um par base e outros quatro pares incrementais. São permitidas ofertas de portfólio, desde que tal intenção tenha sido previamente comunicada ao operador do sistema e aos outros entes do mercado. Não há um limite máximo de preço para as ofertas, entretanto as mesmas não podem conter preços negativos. Pelo lado da demanda, as unidades despacháveis podem apresentar ofertas com até 10 segmentos, especificando o nó onde será retirada a energia. Além disso, existe também um programa de resposta da demanda para unidades não-despacháveis, onde o consumidor pode apresentar ofertas por diferença, que representam a disposição de aumentar ou diminuir um nível de demanda de referência de acordo com o nível de preços. Para este último tipo de oferta, podem ser apresentados até cinco segmentos de aumento e cinco segmentos de redução de demanda. Vale destacar que as ofertas por diferença não são vinculantes e não afetam o despacho, uma vez que estes ativos não são despacháveis, enquanto as ofertas de demanda despachável influenciam diretamente o despacho do sistema. As ofertas podem ser revisadas até uma hora antes do início da operação (ou 30 minutos antes para os geradores que não estejam conectados diretamente à rede de transmissão).

Antes do fechamento do período de alterações, não há quaisquer restrições para a alteração das ofertas, podendo ser substituídas integralmente.

Embora sejam utilizados para liquidação apenas os preços *ex-post*, as iterações de mercado anteriores ao tempo real também resultam na publicação de preços, com o objetivo de fornecer sinais preliminares aos agentes. No dia anterior, há a realização de um despacho indicativo para o dia seguinte. Esse despacho tem natureza exclusivamente indicativa e visa oferecer maior previsibilidade aos agentes, além de contribuir para que eles formem suas estratégias de oferta. Novamente, antes da operação, são divulgados periodicamente a cada duas horas os chamados *forecast prices* – também de caráter puramente indicativos. Os preços são definidos para cada nó da rede com granularidade de 30 minutos para as 36 horas seguintes. Mais próximo da realização física do mercado em tempo real, mas ainda como um cálculo *ex ante*, são calculados os *real-time prices*, que fornecem indicação de preços para todos os nós com uma granularidade de cinco minutos. Ambos os preços são calculados pelo operador do sistema, atualmente de responsabilidade da empresa estatal de transmissão Transpower, e servem para indicar aos agentes as expectativas do mercado.

O despacho em tempo real é determinado através de uma otimização dos mercados de energia e serviços ancilares, cujo objetivo é maximizar o benefício da demanda. O modelo de otimização considera as últimas ofertas enviadas pelos agentes, leva em consideração as perdas no sistema de transmissão, as restrições de segurança da rede e as necessidades de reserva. Os preços de mercado são nodais e definidos a cada intervalo de tempo de 30 minutos [66]. O cálculo do preço *ex-post* é responsabilidade do “*pricing manager*”, um ente independente externo, que atualmente é a NZX, a Bolsa de Valores da Nova Zelândia [67]. A publicação do preço é dividida em três etapas: (i) os “*provisional prices*”, que é a primeira estimativa do preço, (ii) os “*interim prices*”, que consideram todos os dados de medições físicas efetivamente realizadas, e (iii) os “*final prices*”, que é o preço final de mercado usado para as liquidações, e inclui a correção de qualquer erro identificado pelos agentes.

As liquidações são realizadas mensalmente tomando como base os preços finais, a geração e o consumo efetivamente realizados, adicionando os fatores de perda relativos a cada ponto de conexão. Vale destacar que os volumes para liquidação são validados pelo *reconciliation manager*. O processo de liquidação é realizado pelo *clearing manager*, um ente independente externo (atualmente a NZX). Todos os preços e liquidações são disponibilizados aos agentes por meio do sistema interno chamado de *Wholesale Information and Trading System* (WITS).

Visto que virtualmente não há limites superiores para o preço, a transparência é a principal medida de mitigação de poder de mercado utilizada no mercado neozelandês. O órgão regulador toma como suposição que o aumento da competição do mercado pode se dar unicamente pelo aumento da transparência e melhoria do acesso às informações. São publicadas informações detalhadas sobre as ofertas apresentadas, em geral com um a três dias de atraso em relação a operação. A divulgação inclui todos os detalhes da oferta, incluindo rampas, pares preço-quantidade e identificação do nó de injeção e da unidade. Nesse contexto, não são permitidos acordos de confidencialidade bilaterais que evitem a divulgação de informações sensíveis ao mercado.

O monitoramento do mercado é realizado pela EA (Autoridade de Eletricidade da Nova Zelândia)³⁵. A abordagem de monitoramento de mercado realizado pela EA difere do comumente praticado, com um foco em incentivar os agentes a autorregulação. Dessa forma, ao invés de um monitoramento direto nas ofertas e nos níveis de preços, o regulador possui um foco em garantir que as condições gerais do mercado permitam competitividade e com o mínimo de barreiras de entrada. Na ocorrência de eventos incomuns ou anormais, a Autoridade pode abrir investigações a fim de determinar sua causa e se são necessárias alterações na regulamentação atual.

4.7.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Diariamente até as 13h no horário local da Nova Zelândia, os agentes devem apresentar suas ofertas para os 48 períodos de 30 min do dia seguinte. Todos os geradores são obrigados a apresentarem ofertas, embora não haja a obrigação de um volume mínimo. As pequenas usinas, com capacidade instalada menor que 10 MW, não necessitam apresentar ofertas, embora precisem informar uma previsão de geração (caso requisitado pelo operador).

As ofertas podem ser revisadas até uma hora antes do início da operação. Como exceção, os geradores que não estejam conectados diretamente à rede de transmissão podem alterar suas ofertas até 30 minutos antes. Antes do fechamento do período de alterações, não há quaisquer restrições para a alteração das ofertas, podendo ser integralmente substituídas.

Além disso, os recursos intermitentes são obrigados a atualizar suas previsões de geração nas duas horas que antecedem a operação ao menos uma vez a cada 30 minutos. Essas atualizações devem ser baseadas na medição da geração da usina no momento da previsão – como esses momentos são próximos da operação em tempo real, a suposição de que a geração da usina permanecerá aproximadamente constante nesse período oferece boas previsões para o mercado em tempo real.

Vale destacar que os agentes são obrigados a revisar as quantidades de suas ofertas se existirem expectativas que a quantidade real difira da ofertada acima de determinado limite. Para os compradores, o limite para acionar essa exigência de revisão é a menor quantidade entre 20 MW e 20% da quantidade da oferta. Para os geradores, o limite é a menor quantidade entre 10 MW e 10% da quantidade. Entretanto, a regra explícita que não há a necessidade de alteração caso a quantidade seja menor que 5 MW. Nota-se que essas exigências e regras para a revisão das ofertas dos agentes são importantes para o mercado da Nova Zelândia, pois devido a utilização de um modelo de liquidação única, os agentes não têm incentivos financeiros claros para fazer previsões acuradas antes do tempo real.

Uma vez realizada a operação do sistema em tempo real, a NZX, como *"pricing manager"*, calcula os *"provisional prices"*, que são a primeira estimativa do preço que será utilizado para a liquidação (ainda sem os dados de medição mais precisos). No dia posterior, são disponibilizados os *"interim prices"*, que consideram todos os dados de medições físicas efetivamente realizadas. A publicação destes dados permite que os agentes do mercado identifiquem possíveis falhas ou erros no cálculo dos preços, possibilitando correções antes da divulgação dos preços definitivos. Em caso de uma reivindicação por

³⁵ <https://www.ea.govt.nz/monitoring/market-performance-and-analysis/>

parte de algum agente, a publicação dos preços finais é adiada enquanto os preços são revisados. Por fim, são publicados os “*final prices*”, que possuem granularidade de 30 minutos e consideram as perdas na transmissão através de uma aproximação linear.

4.7.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

LEILÃO PARA OFERTA DE PREÇO NULO

O desenho de mercado neozelandês conta com um mecanismo especial chamado *must-run dispatch auction* (MRAD) – que traduzido seria leilão para geração forçada. Esse mecanismo permite que um gerador “compre” o direito de ofertar no mercado de energia a preço zero, o que em tese garante que a unidade será despachada – uma vez que preços negativos não são permitidos. Dessa forma, a usina será remunerada de acordo com o preço spot nodal, configurando o agente como um tomador de preço.

Neste mecanismo, o dia de negociação é dividido em dois blocos diferentes: o primeiro bloco contém as primeiras 12h do dia, e o segundo bloco contempla as últimas 12h. O gerador poderá apresentar uma oferta para adquirir as quantidades que deseja ofertar a preço zero no período relativo a cada bloco de tempo. Os leilões são realizados todos os dias, e as receitas provenientes são divididas entre os compradores do sistema de forma proporcional ao consumo [66].

PRECIFICAÇÃO EM CENÁRIOS DE ESCASSEZ

Embora os preços na Nova Zelândia não possuam limite máximo, eles não podem ser negativos, e apenas geradores específicos podem apresentar ofertas a custo zero (os ganhadores do leilão de geração forçada MRAD). No entanto, existe um mecanismo especial que implementa limites de preço no sistema em momentos de escassez, visando garantir a realização de preços suficientemente altos nesses momentos. O mecanismo de precificação de escassez é acionado sempre que haja a necessidade de racionamento em ao menos uma das ilhas da Nova Zelândia. Esse mecanismo, denominado “*scarcity pricing*”, prevê que os preços de energia no mercado atacadista devem ser de no mínimo NZD 10.000/MWh e no máximo NZD 20.000/MWh nos intervalos de 30min do mercado em que se identificam situações emergenciais em que a demanda é superior à oferta disponível [66].

Por outro lado, para evitar perdas demasiadamente altas por parte dos agentes, há um mecanismo de *stop-loss* que interrompe o mecanismo de escassez se a média do preço de energia nos últimos sete dias for maior que NZD 1.000/MWh – nessas situações, o “pisso” de NZD 10.000/MWh deixa de ser aplicado e o sistema retorna a uma situação normal (sem preço-piso para a energia) – embora ainda seja possível que o preço seja muito elevado em função do cruzamento das curvas de oferta e demanda. Cabe ressaltar que análise e aplicação dos limites de preço se dão sempre em função da média móvel do preço nos últimos 7 dias, de maneira que os limites de preço podem retornar no dia seguinte novamente.

A ordem de desligamento de carga compulsória pode ser emitida devido a níveis (i) insuficientes de geração, (ii) controle de frequência inadequado ou (iii) ausência de capacidade de transmissão. Vale ressaltar que previamente à ordem de desligamento compulsório, o Operador do sistema pode solicitar a utilização de qualquer capacidade de geração remanescente que não esteja despachada ou solicitar alterações nas ofertas dos consumidores para a diminuição de demanda. Ademais, há a possibilidade de acionamento do mecanismo para apenas uma das ilhas, caso os gatilhos descritos acima não sejam observados nacionalmente.

4.8. CALIFÓRNIA (CAISO)

4.8.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços na Califórnia. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 20: Resumo da caracterização base da formação de preços na Califórnia.

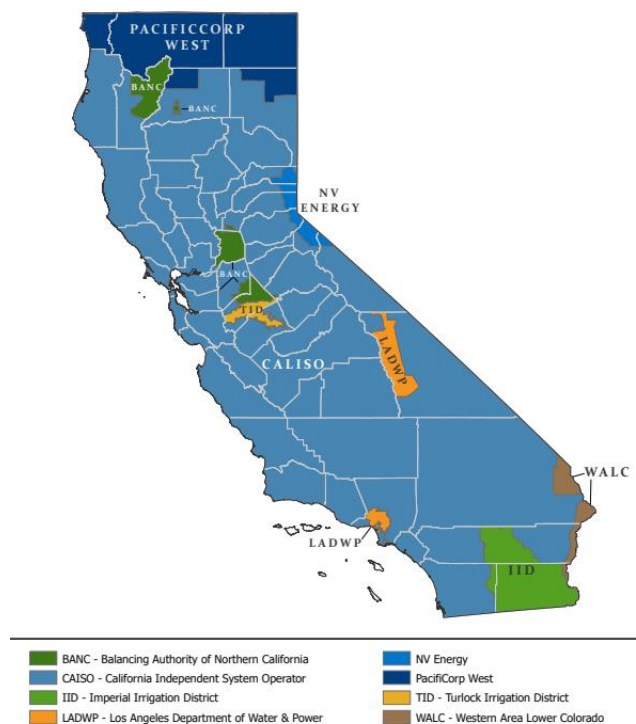
Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Iteração múltipla	Mercado do Dia Seguinte, Mercado de 15 minutos e Mercado em Tempo Real
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma diferença	
Detalhe temporal da última iteração	5 minutos	
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	~10.000 nós

Tabela 21: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços na Califórnia.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. Máxima?)
Geração forçada	Equivalente	Frequente flexível	Sem distinção
Curva quantidade-preço	Bastante flexível	Frequente flexível	Sem distinção
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Frequente restrita	Restrito
Otimização de armazenamento	Explícita	Frequente flexível	Restrito
Produto 118reserve (flexibilidade)	Co-otimizada sensível a preço	Frequente flexível	Sem distinção

A reforma de mercado elétrico californiano ocorreu em 1996, quando o setor passou pelo processo de desverticalização. A partir da reestruturação regulatória federal dos mercados de energia, em 1998 foi criado o operador independente da Califórnia, denominado CAISO. O CAISO é o responsável pela gestão do mercado atacadista e operação do sistema elétrico californiano. Por meio do CAISO, é comercializada cerca de 80% da energia da Califórnia, além de englobar uma pequena parte do Estado de Nevada, conforme o mapa apresentado na Figura 50. Os 20% remanescente são divididos entre sete autoridades de balanço (entidades responsáveis por garantir em tempo real que oferta e demanda de eletricidade sejam balanceados com precisão, mantendo a estabilidade da frequência).

Figura 50: Mapa com as regiões alocadas a cada autoridade de balanço na Califórnia. Fonte: [68].



O mercado atacadista californiano é dividido em três mercados distintos: (i) Mercado do Dia Seguinte, (ii) Mercado de Quinze Minutos, e (iii) Mercado em Tempo Real³⁶. Todos os três geram obrigações financeiras, de maneira que as diferenças entre os mercados são liquidadas ao preço do mercado respectivo.

O despacho do sistema é determinado através de uma cootimização dos mercados de energia e serviços ancilares. Para tal, é operada uma sequência de modelos que leva em consideração restrições de rede, restrições técnicas dos agentes, perdas na transmissão e as necessidades de reserva [69]. As perdas na transmissão são calculadas considerando a resistividade do componente elétrico, empregando um modelo que lineariza as perdas após sucessivas iterações em cada fluxo de potência.

Com relação às ofertas, existem dois tipos principais, válidas para geradores, consumidores e agentes virtuais: (i) ofertas econômicas, onde o agente especifica pares de preço e quantidade, e (ii) ofertas fixas, onde se especifica unicamente a quantidade e implicam que o agente operará como tomador de preço. Cada unidade deve apresentar uma oferta própria, não sendo possível realizar ofertas de portfólio. Além disso, não há nenhum tipo de diferenciação entre tecnologias.

As ofertas diárias dos geradores são complexas, e podem conter informações relacionadas aos seus custos de *start-up*, custos por geração mínima e custos de transição entre configurações multi-estágio

³⁶ Na prática o mercado de quinze minutos (assim como o despacho e formação de preços em tempo real) é tratado como uma “etapa” do procedimento de mercado em tempo real, como será descrito mais adiante.

(que são aplicados, por exemplo, a térmicas que podem transacionar entre uma operação a ciclo aberto ou a ciclo combinado), em conjunto com suas ofertas de energia. Entretanto, as ofertas desses três tipos de restrições são limitadas por valores calculados pelo Operador. Pelo lado da demanda, as ofertas também podem ser sensíveis ao preço ou representar quantidades fixas de energia requerida.

Com relação aos serviços ancilares, os geradores podem ofertar os serviços de regulação para cima, regulação para baixo, reserva girante (controle primário de frequência) e reserva não-girante (reserva secundária). A necessidade de reserva é calculada considerando a mais severa contingência que pode ser ocasionada por uma única unidade (critério "N-1"), além de considerar porcentagens da demanda. Os requisitos são determinados para cada zona do sistema. Para prover estes serviços, as unidades, ou os consumidores no caso de resposta da demanda, devem ser certificados e devem possuir sistema de controle automático do despacho, similar ao Controle Automático de Geração (CAG).

No que diz respeito a limites para as ofertas, as ofertas de energia devem estar entre USD -150/MWh e 1.000 USD/MWh. Esse teto pode ser ampliado para 2.000 USD/MWh quando o gerador térmico for capaz de comprovar um custo de geração superior a 1.000 USD/MWh [70], [71]. As ofertas para reserva também são limitadas, devendo estar situadas na faixa entre 0 USD/MWh e 250 USD/MWh [69].

Entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real, os agentes podem alterar livremente suas ofertas, independente se fazem parte da programação ou não. As restrições técnicas também podem ser alteradas, mas neste caso apenas quando não estejam dentro da programação determinada no Mercado do Dia Seguinte. Vale ressaltar que só são aceitas alterações até 65 minutos antes da operação em tempo real.

Além das ofertas usuais, como medida para garantir a convergência de preços entre o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado em Tempo Real (levando em conta que os agentes podem ser excessivamente conservadores em algumas previsões feitas no mercado do dia seguinte), o CAISO instituiu a possibilidade de ofertas submetidas por agentes que não possuem ativos físicos – o chamado "*convergence bidding*". Este mecanismo possibilita que os participantes comercializem energia no Mercado do Dia Seguinte (sendo tratadas da mesma forma que as ofertas físicas para fins de liquidação), com a obrigação de que no Mercado em Tempo Real a posição do agente seja reconstituída, já que um agente sem ativo físico por definição entrega uma quantidade igual a zero no mercado físico.

No Mercado em Tempo Real são geridos os desvios entre a programação do Mercado do Dia Seguinte e o momento da operação. As ofertas são utilizadas para atender às necessidades de energia não previstas durante a operação (tomando como base a demanda projetada pelo operador), mitigar a congestão, manter a capacidade de regulação e satisfazer os requisitos de reserva.

Os preços são definidos de forma nodal – atualmente, o sistema possui mais de 10.000 nós de preço. Os preços são calculados de forma *ex ante* a partir das ofertas dos agentes e a previsão de demanda, e podem ser subdivididos em três componentes: energia, congestão e perdas. Quanto à granularidade temporal, os preços no Mercado do Dia Seguinte são horários, enquanto no Mercado de Quinze Minutos e Mercado em Tempo Real são determinados a cada quinze e cinco minutos, respectivamente.

Para compensar os custos de congestão que possam acontecer no Mercado do Dia Seguinte, existe o mecanismo de Direitos Financeiros de Congestão (CRRs). Estes são contratos financeiros, onde o proprietário tem o direito de receber uma compensação na ocorrência de congestões no sentido

assinalado, assim como representa uma obrigação de pagamento caso a congestão ocorra no sentido contrário. Os direitos são comercializados através de leilões, os quais ocorrem mensalmente, ou através de acordo bilaterais [71].

Adicionalmente, aos agentes que apresentarem ofertas no Mercado do Dia Seguinte é oferecido o *Bid Cost Recovery* (BCR), um mecanismo explícito para garantir o pagamento dos custos não recuperados dos geradores. O BCR inclui custos relativos a *start-up*, geração mínima, custos de transição, além dos custos variáveis do gerador [69]. O pagamento é definido como a diferença entre a receita total obtida pelo gerador (incluindo a soma das vendas diárias em todos os mercados de energia e de reserva) e os seus custos. Os custos extras gerados por esse mecanismo são alocados a uma conta *uplift*, que é posteriormente dividida entre os agentes consumidores.

Finalmente, visando mitigar práticas anticompetitivas nos mercados locais, o CAISO vem implementando um teste automatizado durante a otimização, que busca avaliar a competitividade estrutural da rede de transmissão. Com base nas condições da rede e na presença de restrições de transmissão, o teste determina para cada intervalo da otimização se há risco de poder de mercado local, implementando medidas de mitigação se identificadas, tais como a utilização das DEBs [72].

4.8.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

No Mercado do Dia Seguinte, os agentes podem apresentar ofertas a partir do sétimo dia anterior ao dia da operação até as 10:00 horas do dia anterior. Com exceção dos agentes com contratos bilaterais de *Resource Adequacy* com as distribuidoras, a apresentação de ofertas no mercado não é obrigatória.

Visando garantir a segurança na operação do sistema, o CAISO – como operador do sistema - realiza diariamente sua própria previsão de demanda para o dia seguinte. Sempre que for identificada uma diferença entre o prognóstico de demanda e a demanda efetivamente programada no Mercado do Dia Seguinte com base nas ofertas dos agentes, o operador realiza o processo de *residual unit commitment* (RUC) (descrito em 4.8.3) a fim de garantir que haja capacidade disponível suficiente para cumprir com a demanda prevista para cada hora do dia. São consideradas as mesmas ofertas apresentadas no Mercado do Dia Seguinte e as mesmas restrições operativas, alterando apenas a demanda. A nova otimização busca minimizar os custos das ofertas incrementais, considerando o custo de realocações e capacidades incrementais despachadas para cumprir com os requisitos (incertos) de capacidade adicional que seriam demandados se a demanda prevista pelo operador se concretizar. Como resultado, determinam-se as quantidades e os preços spot a serem pagos aos recursos escolhidos para a prestação desse serviço.

A operação do tempo real, por sua vez, é realizada através de uma sequência de procedimentos, descritos a seguir:

1. Programação para a hora seguinte (*Hour-Ahead Scheduling Process* ou HASP): Processo que o CAISO aceita ou rejeita as ofertas apresentadas pelos agentes, realizando uma programação preliminar. Essa otimização não produz preços de liquidação para a energia ou os serviços ancilares. Os resultados são publicados 45 minutos antes da operação.
2. Alocação de curto prazo de *unit commitment* (*Short-Term Unit Commitment* ou STUC): Otimização realizada a cada hora considerando a previsão de demanda para as cinco horas seguintes, a fim de identificar unidades que se façam necessárias e possuam tempos de *start-up* menores que o tempo de horizonte. Nem todos os recursos identificados pela otimização irão receber instruções

de despacho, sendo considerado um processo consultivo para que a unidade possa confirmar suas condições de *start-up*.

3. Alocação em tempo real de *unit commitment* (*Real-Time Unit Commitment* ou RTUC): O processo RTUC é executado a cada quinze minutos para determinar os compromissos de unidades para início rápido, considerando um horizonte de quatro a sete horas. Dessa forma, são produzidas instruções de inicialização ou desligamento que permitam atender a demanda dentro do horizonte considerado.
4. Mercado de Quinze Minutos (*Fifteen Minute Market* ou FMM): Através deste processo, o operador produz os programas de despacho vinculantes e os respectivos preços nodais, tanto para o mercado de energia quanto para o atendimento de serviços ancilares, considerando um horizonte de 1 a 4,5 horas. Embora produza instruções financeiras vinculantes, esta programação ainda não é a final, podendo ser modificada durante o despacho em tempo real. Cabe mencionar ainda que, através do *Western Energy Imbalance Market* (WEIM), autoridades de balanço fora da área do CAISO podem participar voluntariamente do FMM e do RTD.
5. Mercado em Tempo Real (*Real-Time Dispatch* ou RTD): Por fim, o CAISO realiza uma otimização a cada cinco minutos, considerando um horizonte de uma hora, a fim de determinar instruções de despacho finais com o objetivo de equilibrar a oferta e a demanda. As ofertas consideradas são as mesmas utilizadas no FMM, não sendo possível a alteração entre estas duas otimizações. Essa otimização é realizada 7,5 minutos antes da operação e produz uma programação vinculante para os primeiros cinco minutos.

Ao longo deste processo, ocorrem duas liquidações. A primeira é referente às diferenças entre a programação do Mercado do Dia Seguinte (ou IFM³⁷, na sigla em inglês) e o Mercado de Quinze Minutos (FMM), que são liquidadas ao preço spot calculado no Mercado de Quinze Minutos. A segunda liquidação ocorre com base nas diferenças entre a programação do FMM e o despacho no Mercado em Tempo Real (RTD), e são liquidadas ao preço spot nodal do RTD.

4.8.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

RESIDUAL UNIT COMMITMENT (RUC)

O *residual unit commitment* (RUC) é um mecanismo que visa garantir a disponibilidade de capacidade suficiente para atendimento a demanda do sistema em tempo real. O Mercado do Dia Seguinte ou IFM é liquidado com base nas ofertas dos agentes, tanto do lado do suprimento, quanto da demanda. No entanto, não raro a demanda ofertada no Mercado do Dia Seguinte é significativamente inferior à previsão do operador do sistema. Assim, o mecanismo RUC tem por objetivo garantir um comprometimento de capacidade disponível no sistema para o atendimento da demanda prevista pelo CAISO. Além disso, o RUC analisa um horizonte estendido a fim de garantir a segurança da operação: o padrão é de 72 horas, mas pode ser estendido até 168 horas, em comparação com as 24 horas no Mercado do Dia Seguinte. Isto permite que o RUC aloque ativos com tempo de *start up* muito longos, que

³⁷ Integrated Forward Market, em inglês

não seriam considerados no Mercado do Dia Seguinte, e reduza a ciclagem de recursos devido à transição de um dia para outro.

Como resultado, o RUC pode comprometer e emitir instruções para que recursos que não estão comprometidos no Mercado do Dia Seguinte sejam ligados, assim como identificar capacidade adicional de recursos que estão comprometidos e programados no Mercado do Dia Seguinte, e designar esta capacidade como necessária para a operação em tempo real. A definição da alocação dos agentes é feita utilizando a mesma otimização do Mercado do Dia Seguinte, com as mesmas restrições de segurança, mesmas ofertas, e com o modelo completo de rede, mas trocando a demanda baseada na oferta de agentes consumidores pela demanda prevista pelo CAISO. Os cronogramas de despacho do Mercado do Dia Seguinte (geração, importação e exportação) são tratados com alta prioridade de programação, para que não sejam reotimizados no RUC - a menos que sejam necessários ajustes antieconômicos.

A nova otimização busca minimizar os custos das ofertas incrementais, considerando o custo de realocações e capacidades incrementais despachadas para cumprir com os requisitos necessários para atender a previsão de demanda do CAISO. Ao final, determinam-se as quantidades e os preços spot a serem pagos aos recursos escolhidos para a prestação desse serviço. Tais recursos devem, em contrapartida, estar disponíveis e apresentar ofertas no Mercado em Tempo Real (com capacidade suficiente para cobrir a sua alocação no RUC). As liquidações no Mercado do Dia Seguinte são realizadas de forma separada, liquidando de maneira independente os valores relativos à programação de energia, aos recursos premiados no RUC e à prestação de serviços ancilares. [73]

4.9. PJM

4.9.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços no PJM. O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 22: Resumo da caracterização base da formação de preços no PJM.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Dupla	Mercado do dia seguinte e mercado em tempo real
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Parâmetro	Há pouca clareza na diferença exata, mas parece ser o mesmo modelo base.
Detalhe temporal da última iteração	5 minutos	
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	~11.000 nós

Tabela 23: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no PJM.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Representação equivalente	Frequente flexível	Não se aplica
Curva quantidade-preço	Bastante flexibilidade	Frequente flexível	Virtuais e tecnologias
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Frequente restrita	Restrito
Otimização de armazenamento	Não representado	Nenhuma flexibilidade	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Sensível a preço	Frequente restrita	Todas as tecnologias

O mercado spot operado pelo PJM compreende os seguintes mercados: (1) Dia Seguinte, (2) Tempo Real.

O Dia Seguinte é um mercado organizado em que preços horários locais são calculados para o dia à frente, por meio de um leilão (cuja solução é obtida de um problema de otimização, resolvido por uma cadeia de modelos computacionais) que considera ofertas de compra e venda de energia submetidas por diferentes agentes, assim como negociações bilaterais e ofertas virtuais – que são negociações puramente financeiras, mais sobre isso adiante. Este é um mercado fundamentalmente voluntário, com exceção dos geradores que se comprometeram nos mercados de capacidade, os quais devem submeter ofertas no mercado do Dia Seguinte – mais sobre isso adiante. O cronograma de despacho resultante deste mercado é utilizado como o programa inicial da geração.

O Tempo Real é outro mercado organizado, caracterizado por um despacho econômico de mínimo custo realizado pelo PJM a cada 5 minutos para equilibrar a geração e demanda do sistema (cuja solução é obtida de um problema de otimização, resolvido por uma segunda cadeia de modelos computacionais, diferente daquela utilizada no mercado do Dia Seguinte). Considera as ofertas dos recursos de geração, bem como restrições da rede transmissão e projeções para a demanda em tempo real. Com base nos preços de tempo real são realizadas as liquidações de energia e serviços ancilares adquiridos (ou não) no mercado do Dia Seguinte – isto é, com base nos preços de tempo real, é feita a liquidação de diferenças dos compromissos assumidos (ou não) no mercado do Dia Seguinte.

Ambos os mercados dão origem a preços de curto-prazo e a compromissos vinculantes, que implicam em uma obrigação de entrega de energia – muito embora o mercado do Dia Seguinte possibilite a negociação de ofertas virtuais, puramente financeiras (mais sobre isso adiante).

Se um recurso de geração tiver sido despacho no mercado do Dia Seguinte e desejar desviar deste cronograma (por exemplo, não gerar), o proprietário da geração deve entrar em contato com o PJM para verificar se isto é possível.

A liquidação de ambos os mercados é feita pelo PJM, que também é contraparte central das negociações associadas. Para o mercado do Dia Seguinte, a liquidação é feita em etapas horárias. Já para o mercado

de Tempo Real, a liquidação é feita em intervalos de cinco (5) minutos, com base nas diferenças de volume (MW) indicados pela rodada de despacho do Tempo Real, se comparado com aquela do mercado do Dia Seguinte, valorados aos preços obtidos no mercado de Tempo Real.

Para os mercados Dia Seguinte e Tempo Real, uma cadeia de modelos computacionais é utilizada para a otimização do despacho de curto-prazo. De modo geral, ambos contam com um processo em duas etapas, uma destinada ao cálculo do despacho e outra destinada ao cálculo de preços de curto-prazo. Apesar de não existir um detalhamento claro das mudanças feitas entre os modelos, a principal motivação parece ser um desacoplamento entre a periodicidade de uma nova rodada de despacho e do cálculo de preços. [42], [74]

No mercado do Dia Seguinte o PJM busca:

- Obter um cronograma de operação suficiente para suprir as ofertas de compra de energia submetidas pelos agentes, além dos requerimentos de reserva calculados pelo PJM.
- Após o mercado do Dia Seguinte, é feita uma análise (*Reliability Assessment and Commitment – RAC*), com o objetivo de obter um cronograma suficiente para atender às projeções do PJM para o que efetivamente serão a demanda e os requerimentos de reserva associados.

No mercado de Tempo Real o PJM busca:

- Obter um cronograma de operação que satisfaça os requerimentos do PJM para os serviços de Regulação de Frequência, Reserva Primária e outros serviços ancilares.
- Obter um cronograma de operação para atenuar restrições do sistema de transmissão identificadas como limitantes na análise de confiabilidade realizada.
- Garantir a participação dos agentes do PJM na eliminação de condições que prejudiquem a operação confiável do sistema do PJM.

De modo geral, pode-se dizer que o objetivo destes problemas de otimização é minimizar o custo de se prover a energia, além dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência. As restrições técnicas que devem ser respeitadas são complexas e incluem:

- Restrições operativas dos geradores;
- Importações e exportações para outras áreas de controle;
- Requisitos regionais de confiabilidade;
- Requisitos de Reservas Operativas;
- Requisitos de Regulação de Frequência.

As ofertas possuem um limite máximo de 1.000 USD/MWh, que pode ser estendido até 2.000 USD/MWh se o gerador comprovar um custo nessa faixa de preço. Em condições de escassez de reservas operativas, os preços podem superar este valor, chegando a 3.700 USD/MWh (PJM, 2018) (PJM, 2023a).

4.9.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Tem-se as seguintes principais componentes do procedimento passo a passo de formação de preços no PJM [74]:

Análises e projeções prévias são realizadas com alguns dias de antecedência (usualmente dois) e a submissão de ofertas pelos agentes podem ser feitas com até sete dias de antecedência, a depender da configuração e parâmetros técnicos associados³⁸.

11:00 – Todas as ofertas devem ser submetidas ao PJM até as 11:00 (EPT), quando é encerrado o período de submissão e o PJM inicia a execução da cadeia de modelos computacionais do mercado do Dia Seguinte.

13:30 – O PJM divulga os resultados do mercado do Dia Seguinte.

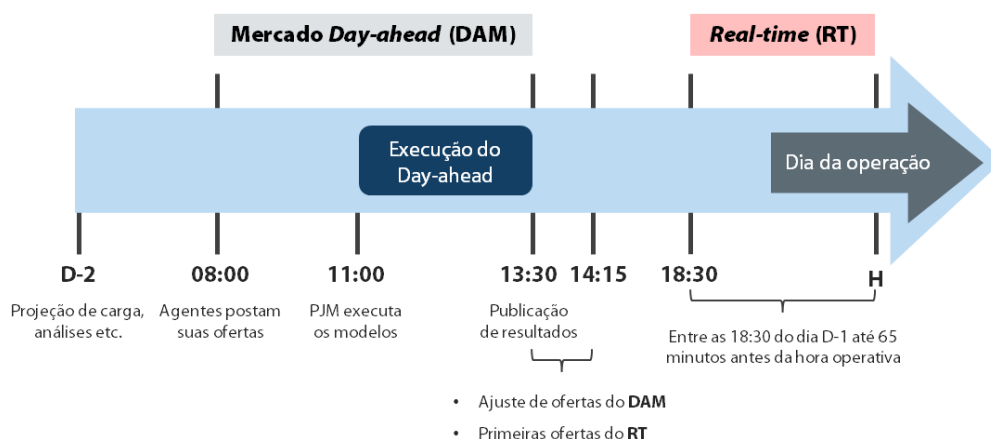
13:30 até 14:15 – Neste período é feita a submissão de ofertas para o mercado de Tempo Real, no qual os agentes podem revisar as posições resultantes do mercado do Dia Seguinte – a exceção são os geradores que se “auto-despacharam”, que não podem revisar suas ofertas neste momento. Este período é conhecido como *rebid period*.

14:15 – O PJM realiza uma segunda execução dos modelos computacionais, conhecida como *Reliability Assessment and Commitment (RAC)*, que inclui informações atualizadas sobre as ofertas, indisponibilidades, previsão de demanda etc.

Novas execuções dos modelos computacionais e novas atualizações dos cronogramas de geração de diferentes geradores podem ser feitas pelo PJM, sob sua discricção, caso necessário.

18:30 até o fim do dia operativo – A partir das 18:30 e até 65 minutos anteriormente à hora operativa em questão, os agentes podem submeter ofertas no mercado de Tempo Real. A cadeia de modelos computacionais do mercado de Tempo Real começa a ser executada 60 minutos antes da hora operativa, sendo o último modelo executado para cada intervalo de cinco minutos.

Figura 51: Mercados para a negociação de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.



³⁸ Especialmente se o tempo mínimo de partida, de parada ou o tempo mínimo de operação contínua exceder 24h.

4.9.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

TIPOS DE OFERTAS NO MERCADO DO DIA SEGUINTE

No mercado do Dia Seguinte, existem quatro tipos de ofertas para compra e venda, além dos intercâmbios. Originalmente, o mercado do Dia Seguinte seria destinado à negociação “física” da energia elétrica, mas, ao longo do tempo, foram criados tipos de ofertas puramente financeiras, as chamadas ofertas virtuais (INC, DEC e UTC). Qualquer participante de mercado pode negociar ofertas virtuais, lucrativas quando há diferenças de preços entre os mercados Dia Seguinte e Tempo Real. Os nomes foram mantidos em inglês para facilitar a associação com documentos e textos oficiais [7].

As ofertas de venda podem ser:

- *Dispatchable Generation Offer*: Uma oferta para produzir um determinado volume de energia, com um preço associado. É uma oferta *preço x quantidade*.
- *Self Scheduled Generation Offer*: Uma oferta para produzir um determinado volume de energia como um *price-taker*, independentemente do preço associado. Pode ser interpretada como uma parcela inflexível. Uma mesma unidade geradora pode possuir uma parcela oferecida como despachável, através de ofertas *preço x quantidade*, e uma parcela inflexível.
- *Increment Offer (INC)*: Uma oferta exclusivamente financeira para “prover” um determinado volume de energia, associado a um preço. Um vendedor de uma oferta INC, no Dia Seguinte, deve comprar energia no mercado de Tempo Real – a oferta será lucrativa se o preço no mercado do Dia Seguinte superar o preço no mercado de Tempo Real.
- *Up to Congestion Transaction (UTC)*: Uma transação condicional que permite a um participante do mercado especificar um *spread* máximo entre as localidades (barras) de origem e destino. É realizada como um par casado de uma injeção e uma retirada de energia e será lucrativa dependendo da direção e diferença de preços associada.

As ofertas de compra podem ser:

- *Fixed-Demand Bid*: Uma oferta para adquirir um determinado volume de energia (em MWh), independentemente do preço associado.
- *Price-Sensitive Bid*: Uma oferta para adquirir um determinado volume de energia até certo nível de preço, a partir do qual a oferta é nula. É uma oferta *preço x quantidade*.
- *Decrement Bid (DEC)*: Uma oferta exclusivamente financeira para “adquirir” um determinado volume de energia até certo nível de preço, a partir do qual a oferta é nula. Um comprador de uma oferta DEC, no Dia Seguinte, deve vender energia no mercado de Tempo Real – a oferta será lucrativa se o preço no mercado de Tempo Real superar o preço no mercado do Dia Seguinte.
- *Up to Congestion Transaction (UTC)*: Uma transação condicional que permite a um participante do mercado especificar um *spread* máximo entre as localidades (barras) de origem e destino. É realizada como um par casado de uma injeção e uma retirada de energia e será lucrativa dependendo da direção e diferença de preços associada.

Ofertas associadas a intercâmbios com outras autoridades de balanço:

- *Export*: Uma exportação de energia com origem na área de autoridade de balanço do PJM e com a área de outra autoridade de balanço como destino.

- *Import*: Uma importação de energia cujo destino é a área de autoridade de balanço do PJM e cuja origem é outra autoridade de balanço. Como não há vínculo físico (há vínculo financeiro) entre as ofertas feitas no mercado do Dia Seguinte e Tempo Real, uma exportação de energia aprovada no mercado do Dia Seguinte não fluirá fisicamente em tempo real, a menos que também seja enviada através do processo de programação do mercado de energia em tempo real.

TIPOS DE OFERTAS NO MERCADO DE TEMPO REAL

No Mercado de Tempo Real, existem dois tipos de ofertas para venda, ambas relacionadas à negociação “física” da energia elétrica. A demanda e os intercâmbios utilizados são os próprios valores observados em tempo real. Os nomes foram mantidos em inglês para facilitar a associação com documentos e textos oficiais [7].

As ofertas de venda podem ser:

- *Dispatchable Generation Offer*: Uma oferta para produzir um determinado volume de energia, com um preço associado. É uma oferta preço x quantidade.
- *Self Scheduled Generation Offer*: Uma oferta para produzir um determinado volume de energia como um price-taker, independentemente do preço associado. Pode ser interpretada como uma parcela inflexível. Uma mesma unidade geradora pode possuir uma parcela oferecida como despachável, através de ofertas preço x quantidade, e uma parcela inflexível.

PARÂMETROS OFERTADOS PELOS GERADORES

No PJM, os geradores devem submeter ofertas baseadas em custos operativos e podem submeter ofertas baseadas em preços. Ofertas baseadas em custo são utilizadas pelo PJM para mitigar o exercício de poder de mercado, por meio da aplicação de limites de preços – mais sobre isso adiante. Estas ofertas devem ser postadas em conjunto com diferentes parâmetros técnicos, seguindo diretrizes estabelecidas pelo PJM (conhecidos por “Parameter Limited Schedules”). Já as ofertas baseadas em preços são aquelas construídas pela estratégia comercial de cada agente [74], [75].

Os geradores devem disponibilizar cronogramas contendo diversos parâmetros técnicos³⁹, associados às ofertas baseadas em custos. Especificamente, os geradores devem disponibilizar um cronograma baseado em custos e ao menos um cronograma baseado em preços:

1. Um cronograma baseado em custos operativos (“*cost-based*”), com parâmetros técnicos e custos definidos de acordo com diretrizes do PJM;
2. Cronograma baseado em sua estratégia comercial (“*price-based*”):
 - a. Com livre declaração de parâmetros técnicos;
 - b. Com parâmetros técnicos declarados de acordo com diretrizes do PJM (requerido).

³⁹ Dentre estas informações, estarão: (1) tempo mínimo para acionamento e desligamento da unidade, (2) máxima energia produzida, (3) número máximo de acionamentos etc.

Caso o gerador falhe no teste para verificação de poder de mercado (chamado “Three Pivotal Supplier Test”), o PJM irá selecionar o cronograma de menor custo. Em situações de emergência, o PJM tem a prerrogativa de usar as limitações nos parâmetros técnicos.

Os geradores que submetem suas ofertas e parâmetros com base nas diretrizes do PJM (ofertas do tipo “*cost-based*”), podem modificar parâmetros em base diária. Os geradores que submetem suas ofertas e parâmetros com base em sua estratégia (ofertas do tipo “*price-based*”), somente podem modificar seus parâmetros duas vezes ao ano – no fim dos meses de março e setembro.

LIMITES DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO-PRAZO

Para o cálculo dos preços de curto-prazo, todas as ofertas possuem um limite de 2.000 USD/MWh. Os preços de curto-prazo podem, no entanto, superar este valor, chegando a 3.700 USD/MWh, em condições de escassez de reservas operativas (PJM, 2018) (PJM, 2023^a).

Ofertas baseadas em preços (“*price-based*”) serão limitadas no mínimo entre 2.000 USD/MWh e a oferta baseada em custos (“*cost-based*”) correspondente, quando estes custos superarem 1.000 USD/MWh – quando os custos forem inferiores a 1.000 USD/MWh, o limite de 1.000 USD/MWh irá vigorar. Por exemplo, se a oferta baseada em custos tiver valor de:

- 800 USD/MWh, a oferta baseada em preços será limitada em 1.000 USD/MWh;
- 1.500 USD/MWh, a oferta baseada em preços será limitada em 1.500 USD/MWh;
- 2.400 USD/MWh, a oferta baseada em preços será limitada em 2.000 USD/MWh.

4.10. TEXAS (ERCOT)

4.10.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

As tabelas a seguir resumem as características básicas da formação de preços no ERCOT (Texas). O texto na sequência descreve brevemente a dinâmica de formação de preços.

Tabela 24: Resumo da caracterização base da formação de preços no Texas.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Dupla	Mercado do dia seguinte e mercado em tempo real
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma	
Detalhe temporal da última iteração	15 minutos	
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	Mais de 15.000 nós

Tabela 25: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no Texas.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Representação equivalente	Frequente flexível	Não se aplica
Curva quantidade-preço	Bastante flexibilidade	Frequente flexível	Virtuais e tecnologias
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Frequente flexível	Restrito
Otimização de armazenamento	Não representado	Nenhuma flexibilidade	Não se aplica
Produto reserva (flexibilidade)	Sensível a preço	Frequente flexível	Todas as tecnologias

O ERCOT foi estabelecido em 1996 como operador do sistema independente (ISO) e organização sem fins lucrativos no Texas. Em 1999, a Assembleia Legislativa do Texas reestruturou o mercado elétrico do estado, incluindo a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição e inclusão da atividade de comercialização. O ERCOT opera atualmente um mercado atacadista de energia, composto pelos mercados do dia seguinte e em tempo real (por isso, considera-se liquidação de mercado dupla), atendendo a aproximadamente 90% da demanda do estado do Texas.

O mercado do dia seguinte é um mercado centralizado que busca garantir a confiabilidade na prestação do serviço de eletricidade, onde as transações são realizadas no dia anterior à operação, produzindo preços marginais locais (PMLs) horários para o dia seguinte. Nesse mercado, as Entidades de Agendamento Qualificadas (*Qualified Scheduling Entities, QSEs*), representando geradores e consumidores, podem fazer ofertas de compra e venda de energia e ofertas de venda de serviços ancilares, tendo ou não recursos de geração/demanda. A participação nesse mercado é voluntária, com exceção das alocações de serviços ancilares realizadas pelo ERCOT às QSEs que representam demanda.

O mercado em tempo real é caracterizado por um despacho econômico de mínimo custo realizado pelo ERCOT a cada 5 minutos para equilibrar a geração com a demanda do sistema, considerando as ofertas dos recursos de geração como input e as restrições da rede transmissão. Embora o despacho seja realizado a cada 5 minutos, esse mercado produz PMLs ponderados para um intervalo de 15 minutos (o mesmo modelo, SCED, produz ambos os resultados, de geração de preço). Energia e serviços ancilares adquiridos no mercado do dia seguinte não liquidados no mercado em tempo real.

No mercado do ERCOT, os compromissos de geração forçada são representados de uma forma equivalente – por exemplo, através da submissão de ofertas pelos agentes considerando os preços piso e teto para as ofertas no mercado em tempo real, cujos valores são de, respectivamente, -250 USD/MWh e 5,000 USD/MWh. Um recurso de geração, ao realizar uma oferta ao preço mínimo, indica que irá gerar independente do resultado do mercado, pois sua oferta estará localizada no início da ordem de mérito (o mesmo vale para um recurso de demanda ao realizar uma oferta ao preço máximo de mercado). Como os agentes podem realizar diariamente suas ofertas no mercado (durante o período de ajuste

para o mercado em tempo real), e essas ofertas passam somente por uma validação do ERCOT com objetivo de identificar potencial poder de mercado, além do fato que o agente precisa possuir garantia financeira suficiente para respaldar suas operações no mercado, considera-se que os compromissos de geração forçada podem ser declarados de forma frequente e flexível pelos agentes.

Como no ERCOT as ofertas de compra e venda incluem a submissão de uma curva formada por até 10 pares de preço (USD/MWh) e quantidade (MWh), considera-se que a curva de preço-quantidade possui uma representação bastante flexível no problema de otimização, tendo em vista que, exceto pelos preços mínimo e máximo das ofertas, e que, para ofertas de venda, a curva deve ser crescente, enquanto para ofertas de compra, a curva deve ser decrescente, não há outras limitações. Considera-se também que a declaração da curva quantidade-preço é realizada de forma frequente e flexível, dado que os agentes podem submeter suas ofertas em uma base diária, sem grandes processos de validação por parte do operador. Por fim, no mercado existem as ofertas de compra e venda de energia do tipo virtuais, que não estão associadas a um recurso de geração ou demanda específico, e também as ofertas do tipo “venda de energia em três partes”, desenhadas para um vendedor representar as características financeiras e operacionais de um recurso de geração determinado.

As variáveis de *unit commitment* são representadas de forma explícita no problema de otimização através das ofertas do tipo “venda de energia em três partes”. Nessas ofertas, o agente inclui as informações do seu recurso de geração, geralmente termoelétrico, incluindo o custo de *start-up* (em USD), quantidade mínima de energia (em MWh), pares de preço (USD/MWh) e quantidade (MW) da oferta, hora de início e fim da oferta e se ela possui alguma restrição de precedência, entre outras. Dado que essas informações também podem ser diariamente declaradas pelos agentes no mercado, e que as ofertas passam somente por uma análise de competitividade pelo operador, além de precisarem ser respaldadas por garantias financeiras no mercado, considera-se que a flexibilidade de declaração por parte dos agentes é frequente e flexível.

Recursos com capacidade de armazenamento não são representados de forma explícita no problema de otimização, ao passo que o ERCOT considera esses agentes da mesma forma que o demais no mercado, não determinando de forma centralizada os momentos em que devem gerar. Isso se deve principalmente a pequena participação de hidrelétricas no Texas (29 pequenas centrais de até 50 MW), que são majoritariamente usinas fio d'água, e não necessitam de orientações de armazenamento. Por outro lado, sistemas de baterias devem realizar seu próprio gerenciamento de armazenamento e produção, fazendo sua adequação com as ofertas submetidas no mercado.

O ERCOT determina diariamente um requerimento de reservas para o sistema. Esse requerimento deve ser atendido por meio de negociações bilaterais ou através do mercado do dia seguinte. Para a parcela não atendida por contratos bilaterais, a contratação é realizada no mercado do dia seguinte de forma conjunta com a energia através de um processo de cootimização, onde ofertas são submetidas para ambos os produtos – tanto recursos de geração como de demanda podem submeter ofertas. Como resultado, o mercado aloca as quantidades ótimas de energia e serviços ancilares para o dia seguinte e determina seus preços de liquidação.

4.10.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

No ERCOT, o processo de formação de preços nos mercados do dia seguinte e em tempo real consiste nas seguintes etapas:

Publicação de dados do mercado: a operação do mercado do dia seguinte inicia diariamente às 06:00 quando o ERCOT publica os dados previstos do mercado para o dia seguinte, tais como geração solar e eólica para cada usina, condições de segurança do sistema, demanda, premissas meteorológicas, requerimento de serviços ancilares, entre outros.

Envio de ofertas: até as 10:00 diariamente, quando inicia a execução da operação do mercado do dia seguinte, as QSEs devem enviar suas informações das ofertas de energia e serviços ancilares para este mercado.

Execução do mercado do Dia Seguinte (DAM): o ERCOT inicia execução do mercado do dia seguinte às 10:00 buscando equilibrar de forma econômica e simultânea todas as ofertas de compra e venda de energia e serviços ancilares em processo de otimização. Para isso, o ERCOT usa um algoritmo de programação inteira mista multi-horária para maximizar as receitas das ofertas de compra menos os custos das ofertas de venda para o dia seguinte, sujeito às restrições de segurança do sistema e aos requisitos de aquisição de serviço ancilar. As ofertas de compra e venda são combinadas respeitando os limites da rede de transmissão, e as posições assumidas nesse mercado incorrem em obrigações ou créditos aos agentes no mercado em tempo real.

Publicação de resultados: após a execução do DAM, às 13:30, o ERCOT publica os resultados da operação, incluindo os preços marginais locais (PML) com resolução horária para cada nó do sistema e as alocações das ofertas de energia e serviços ancilares (preços e quantidades) para cada hora do dia seguinte.

Day-Ahead Reliability Unit Commitment (DRUC): após a execução do DAM, entre 14:30 e 18:00, o ERCOT realiza um processo chamado *Day-Ahead Reliability Unit Commitment* (DRUC) para garantir que haja capacidade de geração suficiente para atender de forma confiável à demanda prevista para o dia seguinte. Durante o processo DRUC, o ERCOT realiza uma análise da segurança da rede de transmissão para todas as horas do próximo dia de operação considerando os compromissos assumidos pelas QSEs, e se considerar necessário, pode determinar que recursos adicionais estejam disponíveis para operação no dia seguinte (inclusive ofertas que não foram previamente alocadas no mercado do dia seguinte). Durante o DRUC as QSEs também têm a oportunidade de informar suas negociações bilaterais do mercado atacadista, que transferem a responsabilidade financeira da energia entre um comprador e um vendedor. As negociações informadas até às 14:30 geram uma obrigação para as partes no DRUC. Um recurso solicitado no DRUC é posteriormente remunerado na liquidação financeira do mercado do dia seguinte.

Período de ajuste: após o mercado do dia seguinte e ainda antes do dia da operação, há um intervalo chamado de “período de ajuste”, que, como o nome já indica, permite ao ERCOT e os participantes do mercado realizarem ajustes de forma antecipada à operação do dia seguinte. Nesse período, os participantes do mercado, através das QSEs, podem enviar ou modificar ofertas de energia, para que o ERCOT considere na operação do dia seguinte. Ainda, as QSEs podem notificar/alterar negociações bilaterais do mercado atacadista, permitindo que suas obrigações contratuais sejam consideradas no

mercado em tempo real. Negociações bilaterais informadas após o período do DRUC, são consideradas no período de ajuste. O ERCOT também pode, durante o período de ajuste, executar um Mercado de Serviços Ancilares Suplementar (SASM) se identificar uma necessidade adicional do que foi adquirido de serviço ancilar no mercado do dia seguinte – isso pode ocorrer devido a vários motivos, incluindo serviços ancilares não entregues por geradores, falha no fornecimento, etc.

Mercado em tempo real: Após o período de ajuste, se iniciam as operações do mercado em tempo real, onde o ERCOT determina a solução mais econômica para resolver o problema de segurança do sistema, despachando recursos de geração utilizando as ofertas de energia enviadas pelas QSEs. O ERCOT realiza um despacho econômico pelo menos a cada 5 minutos, e um controle de frequência a cada poucos segundos para despachar recursos que fornecem serviço de Reserva de Regulação para manter a frequência do sistema em 60 hertz. O mercado em tempo real pode ser dividido em dois momentos:

- **Operação *hour-ahead*:** nesse período o ERCOT realiza o *Hourly Reliability Unit Commitment* (HRUC), que é similar ao DRUC, porém realizado uma hora antes da hora de operação para identificar e resolver potenciais problemas de confiabilidade do sistema. O HRUC avalia a necessidade de solicitar ou cancelar a disponibilidade de recursos de geração para as horas seguintes do dia de operação, considerando o que foi resolvido no processo DRUC.
- **Operação em tempo real:** nesse período o ERCOT realiza a operação em tempo real utilizando os resultados da análise de segurança da rede e as curvas de oferta de energia dos geradores para determinar o despacho de menor custo e garantir a confiabilidade do sistema. Os resultados dessa operação são os preços marginais locais (PMLs) e o despacho de recursos para um intervalo de 5 minutos (embora para as liquidações sejam considerados as quantidades e preços para um intervalo de 15 minutos). O ERCOT utiliza 4 modelos para a operação em tempo real: Network Operations Model Creation, Security Constrained Economic Dispatch (SCED), Load Frequency Control (LFC) e Ancillary Service Capacity Monitor. Para executar o modelo de despacho SCED, o ERCOT considera as ofertas dos recursos de geração e demanda enviadas através das QSEs durante o período de ajuste, que termina 1 hora antes da operação. O SCED avalia as ofertas submetidas para determinar as instruções de despacho de recursos buscando maximizar as receitas de ofertas de compra menos os custos das ofertas de venda, sujeitas às restrições de balanço de energia e restrições de rede.

4.10.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

TIPOS DE OFERTA NO MERCADO

No mercado do dia seguinte do ERCOT, existem 3 tipos de oferta de energia que pode ser submetida pelas Entidades de Agendamento Qualificadas (*Qualified Scheduling Entities*, QSEs):

- Compra de energia: representa a disposição da QSE em comprar uma quantidade de energia em um nó da rede a um determinado preço ou abaixo dele.
- Venda de energia: representa a disposição da QSE em vender uma quantidade de energia em um nó da rede a um determinado preço ou acima dele.
- Venda de energia em três partes: consiste em uma oferta que inclui um componente de startup (custos de startup incorridos por um gerador para iniciar a operação), a quantidade de energia

mínima associada a oferta de startup, além de uma curva de oferta de energia (disposição da QSE em vender energia a um determinado preço).

Adicionalmente, as ofertas de energia citadas acima podem ser submetidas para um bloco de quantidade fixa, bloco de quantidade variável ou para uma curva de oferta, como descrito a seguir:

- Bloco de quantidade fixa: representa um preço único (USD/MWh) e uma quantidade única (MW) válida para todas as horas oferecidas.
- Bloco de quantidade variável: representa um preço único (USD/MWh) e uma quantidade máxima (MW) de compra/venda para todas as horas oferecidas.
- Curva de oferta: representa uma curva de oferta crescente contendo preço (USD/MWh) e quantidade (MW) para não mais que 10 pares de preço/quantidade.

COOTIMIZAÇÃO DE ENERGIA E RESERVAS NO MERCADO DO DIA SEGUINTE

No mercado do dia seguinte, as transações de energia e serviços ancilares são determinadas através de um processo de cootimização. O mercado utiliza um algoritmo de programação inteira mista multi-horária para maximizar as receitas das ofertas de compra (energia) menos os custos das ofertas de venda (energia e serviços ancilares) para o dia seguinte, sujeito às restrições de segurança do sistema (tais como restrições de transmissão, restrições de recursos, restrições de ofertas linkadas a outras, etc.) e aos requisitos de aquisição de serviço ancilar.

Diariamente, o ERCOT publica um requerimento horário para o dia seguinte para cada tipo de serviço ancilar. Esse requisito é alocado entre as QSEs no mercado com base na participação de demanda de cada uma. As QSEs indicam as quantidades de serviço ancilar que pretendem fornecer por meio de negociações bilaterais e a quantidade restante é então adquirida pelo ERCOT no mercado do dia seguinte de forma simultânea com as ofertas de energia, em um processo de cootimização.

A execução do mercado inicia às 10:00 buscando equilibrar de forma econômica e simultânea todas as ofertas de compra e venda de energia e serviços ancilares submetidas pelas QSEs. Como resultado, o mercado encontra a solução ótima para a alocação de energia e serviços ancilares para o dia seguinte.

CURVA DE DEMANDA DE RESERVA OPERATIVA (ORDC)

A Curva de Demanda de Reserva Operativa (*Operating Reserve Demand Curve*, ORDC) é um mecanismo existente no ERCOT que valora as reservas operacionais do mercado atacadista de eletricidade com base no custo de escassez, e reflete esse valor nos preços de energia. A metodologia ORDC é baseada nos seguintes princípios: *Value of Loss Load* (VOLL) e *Loss of Load Probability* (LOLP).

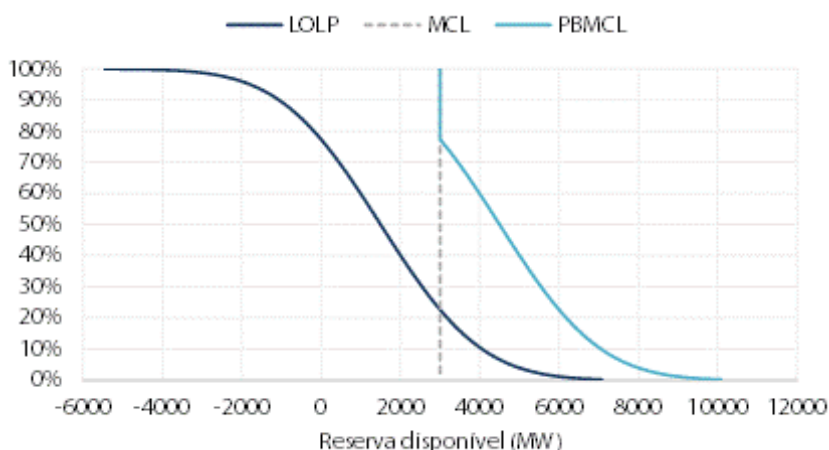
- *Value of Loss Load* (VOLL): representa os preços máximos de energia, quando há escassez de suprimento. Atualmente esse valor está definido em USD 5,000 USD/MWh.
- *Loss of Load Probability* (LOLP): representa a probabilidade de que haja um corte de carga involuntário quando as reservas operacionais estão em um certo nível.

A LOLP é determinada a partir da diferença histórica entre o nível de reservas previsto para a hora seguinte e o nível realizado em tempo real – essa diferença é denominada “erro de reserva”. Para construir a LOLP, dados históricos de erro de reserva são compilados e ajustados para uma distribuição normal com média (μ) e desvio padrão (σ). Trimestralmente, o ERCOT determina a LOLP para o próximo

ano, incluindo uma distribuição para cada um dos 6 blocos diários (de 4 horas) de cada estação do ano (primavera, verão, outono e inverno) – ou seja, 24 distribuições da LOLP.

Em seguida, a curva LOLP é deslocada pelo nível mínimo de contingência (MCL) vigente do ERCOT (atualmente esse valor está definido em 3.000 MW), obtendo-se assim a distribuição de probabilidade de reservas caírem abaixo do nível mínimo de contingência (denominada PBMCL).

Figura 52: LOLP e PBMCL no ERCOT. Fonte: Elaboração própria.

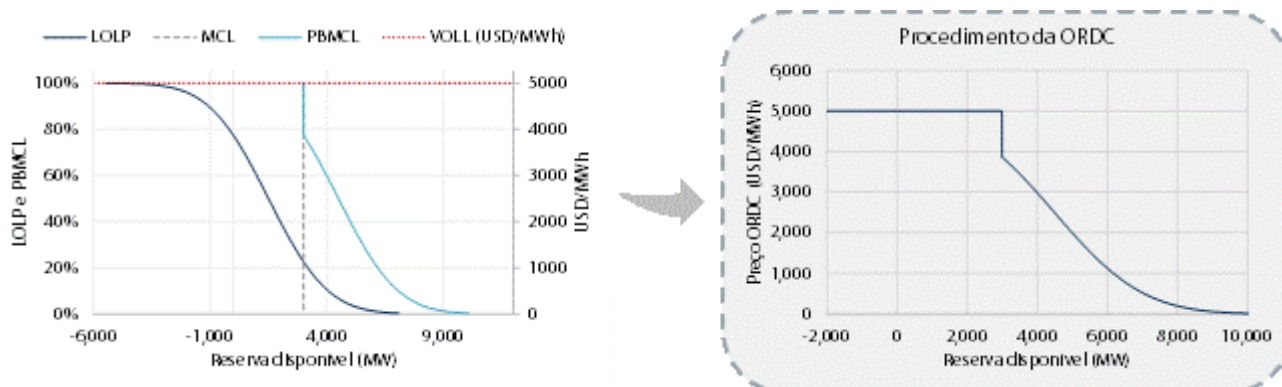


A partir destes conceitos, a metodologia de cálculo da ORDC é baseada no seguinte processo:

- Para níveis de reserva inferiores ao MCL, o preço da ORDC é equivalente ao VOLL.
- Para níveis de reserva iguais ou superiores ao MCL, o preço da ORDC é equivalente a probabilidade da PBMCL multiplicado pela VOLL.

Portanto, à medida que as reservas disponíveis aumentam, o valor da ORDC diminui até eventualmente atingir zero, quando a probabilidade da PBMCL também é zero.

Figura 53: Procedimento da ORDC no ERCOT. Fonte: Elaboração própria.



LIQUIDAÇÕES DOS MERCADOS

As Entidades de Agendamento Qualificadas (*Qualified Scheduling Entities, QSEs*), são os únicos agentes que participam no mercado do dia seguinte do ERCOT, comprando e vendendo energia. A liquidação das transações do mercado do dia seguinte ocorre 2 dias úteis após o dia da operação da seguinte forma:

- Compradores de energia adjudicados devem pagar pela quantidade de energia adquirida valorada ao preço do mercado do dia seguinte, e recebem créditos de energia no mercado em tempo real;
- Vendedores de energia adjudicados recebem pela energia vendida valorada ao preço do mercado do dia seguinte e incorrem em obrigações de energia no mercado em tempo real.

No mercado em tempo real há uma liquidação inicial (5 dias úteis após o dia da operação), uma intermediária (55 dias úteis após o dia da operação) e uma final (180 dias após o dia da operação) – as duas últimas liquidações buscam capturar diferenças financeiras geradas na liquidação anterior, por exemplo, por conta de erros do ERCOT ou reclamações de participantes.

Pelo lado da demanda, a liquidação do mercado em tempo real ocorre da seguinte forma:

- Recursos de demanda são puramente tomadores de preço e pagam pela energia que não foi previamente comprada no mercado do dia seguinte ou através de negociações bilaterais;
- QSEs representando consumidores liquidam as diferenças geradas entre (i) demanda realizada e (ii) transações no mercado do dia seguinte ou negociações bilaterais, e posteriormente liquidam essas diferenças com os comercializadores.

Pelo lado da oferta, a liquidação do mercado em tempo real ocorre da seguinte forma:

- Recursos de geração formam os preços do mercado em tempo real e são pagos pela energia que não foi previamente vendida no mercado do dia seguinte ou através de negociações bilaterais;
- QSEs representando geradores liquidam as diferenças geradas entre (i) geração realizada e (ii) transações no mercado do dia seguinte ou negociações bilaterais, pagam pelos serviços ancilares inviáveis ou não entregues, e posteriormente, liquidam as diferenças com os recursos de geração.

5. Conexão com mercados de longo prazo

5.1. NOTAS METODOLÓGICAS

5.1.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

Embora os mercados de eletricidade tenham sido originalmente concebidos para a provisão do produto *energia* exclusivamente (os chamados mercados *energy-only*), muitos mercados mais modernos preveem a comercialização de outros “produtos” do setor elétrico. No capítulo 4, referenciou-se os produtos de *reserva* que em diversos países são representados em cootimização com a alocação de produto energia no mercado de curto prazo. Há ainda, entretanto, outros produtos do mercado de eletricidade, que em geral não têm influência tão direta no mercado de curto prazo (e, portanto, não foram abordados no contexto do capítulo 4). Há duas principais categorias de produtos deste tipo, denominados produtos de natureza de “longo prazo” do setor elétrico, e que serão tratados nesta seção – embora nem todos os países os adotem:

- Primeiramente, há os chamados “*produtos confiabilidade*”, cuja função está relacionada com a segurança de suprimento. Tipicamente, envolvem algum compromisso de potência firme, energia firme, ou similar assumido por parte do gerador – que visa garantir a disponibilidade de recursos em cenários mais críticos do sistema.
- Além disso, há uma série de produtos que visam representar o “*atributo energia limpa*” da geração renovável, dos quais destacam-se em particular (i) os produtos do tipo “certificado verde”, que certificam o montante de geração renovável entregue à rede elétrica e posteriormente consumido; e (ii) os produtos do tipo “mercado de CO₂”, no qual a unidade de transação em geral é a tCO₂ no lugar do MWh de energia.

Existe uma outra categoria importante de produtos de “longo prazo” que diz respeito essencialmente a compromissos ligados à entrega de energia – que serão tratados de forma separada na seção 5.1.1. A principal distinção entre os produtos listados acima e estes produtos contratuais é que no caso dos produtos contratuais há um vínculo mais direto entre o produto de longo prazo e o produto de curto prazo (podendo haver inclusive uma liquidação financeira entre o montante de energia comprometido em contrato e o efetivamente entregue no mercado de curto prazo), que não é tão natural no caso dos produtos confiabilidade e/ou energia limpa.

No contexto do presente trabalho, que visa apresentar recomendações para o mercado de curto prazo, o elemento mais importante da caracterização destes mercados é como eles podem *influenciar* a dinâmica da chegada de novos participantes de mercado e os equilíbrios do mercado de curto prazo. E o principal mecanismo pelo qual este tipo de influência pode se materializar é devido ao sistema de incentivos explícitos ou implícitos envolvidos nos mercados de longo prazo, potencialmente levando à entrada de novos agentes (vide seção 5.1.3). Embora fosse possível aprofundar ainda mais na caracterização da metodologia e elementos de desenho dos diferentes produtos deste tipo (levando a uma caracterização detalhada análoga à apresentada no capítulo 4 para o mercado de curto prazo), a discussão desta seção se limita a destacar os principais elementos do mecanismo para os países analisados, visando destacar de forma qualitativa os elementos que podem ter influenciado os resultados históricos de expansão do sistema e o apetite de novos agentes.

5.1.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

Independentemente da existência ou não de outros produtos do setor elétrico, a componente central deste mercado segue sendo o *produto energia*. E, embora de um ponto de vista fundamentalista o preço spot do mercado de curto prazo seja a referência de preço mais importante para este produto, na prática poucos agentes do setor utilizam o mercado *spot* como principal rota para a compra e venda de energia, em vez disso utilizando diversos tipos de *mercados de contratos* para a comercialização de *compromissos* de entrega ou retirada de energia da rede. Um agente *vendedor* de um contrato de energia efetivamente assume o compromisso de que entregará aquele montante de eletricidade no futuro (em determinado local e em determinada hora), enquanto um agente comprador efetivamente recebe o *direito* de consumir o montante de eletricidade correspondente. Um agente vendedor pode cumprir com o seu compromisso utilizando geração própria, a compra dessa energia ao preço spot no momento da liquidação do mercado, ou antes do momento da liquidação ele pode “cancelar” este compromisso com a compra de um outro contrato de energia – com o agente comprador possuindo opções análogas para aproveitar o seu direito de consumo de energia.

Na prática, os mercados de contratos tendem a reduzir as fricções de mercado, visto que beneficiam tanto agentes geradores (que desejam se proteger de cenários de preço baixo, no qual sua remuneração é muito pequena) quanto agentes consumidores (que desejam se proteger de cenários de preço alto, no qual seus custos são exagerados). Conseqüentemente, eles podem ter um papel importante na viabilização de decisões de expansão e entrada de novos agentes no sistema (como indicado na seção 5.1.3) – e muitos países investem nesses mercados de contratos, visando aumentar a sua liquidez e, portanto, tornando-os ferramentas ainda mais eficientes para reduzir as fricções de mercado e viabilizar a expansão do sistema.

A versão mais simples de um mercado de contratos de energia é um mercado de negociações bilaterais *over the counter*, com comunicação direta entre compradores e vendedores de energia. Quando há uma padronização um pouco maior dos produtos sendo transacionados, é possível falar de mecanismos de *leilão* – em um leilão de compra, uma entidade central busca comprar energia (recebendo múltiplas ofertas de venda de potenciais vendedores), enquanto em um leilão de venda a entidade organizadora do leilão tem interesse em vender energia (recebendo ofertas de potenciais compradores). Há ainda a possibilidade de um leilão bilateral, que aceita o recebimento tanto de ofertas de compra quanto de ofertas de venda. Há bastante flexibilidade no que pode ser feito ao implementar mecanismos de leilão para contratos de energia (que podem ser iniciativa de instituições públicas ou privadas), mas há mercados que possuem mecanismos ainda mais estruturados em *marketplaces*, bolsas de energia, e outros tipos de entidade cujo objetivo central é “facilitar” a comercialização de contratos de energia.

Além disso, por ser um tema relevante para o desenho do mercado brasileiro, para alguns países que possuem produtos comercializados na bolsa de valores, destacamos como são tratados os riscos de contraparte – em particular nas seções 5.4.2, 5.5.2, e 5.9.2. Esse tópico não foi tratado de forma extensiva para todos os sistemas, mas foi incluído para os que possuem experiências mais robustas e que podem trazer lições interessantes para o Brasil. Além disso, alguns sistemas utilizam as mesmas plataformas para a comercialização de derivativos e os Consultores optaram por detalhar o funcionamento em apenas um dos sistemas em prol da dinâmica da leitura.

5.1.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

Como indicado anteriormente, embora o desenho do mercado elétrico de curto prazo e do mecanismo de formação de preços seguramente tenha influência nos resultados de mercado, estas realizações finais são na prática resultado de uma combinação de diferentes fatores – que incluem os produtos de longo prazo e o mercado de contratos, bem como elementos da conjuntura socioeconômica e institucional-regulatória de cada país. Apesar da dificuldade de separar as contribuições destes diferentes fatores no sucesso (ou fracasso) de determinada política, ainda assim realizar um diagnóstico dos resultados obtidos nos mercados que adotaram diferentes tipos de desenho de mercado pode dar indícios a respeito dessas escolhas de desenho – desde que a análise seja feita com as devidas ressalvas.

De modo a realizar uma análise destes resultados de mercado de uma forma tão imparcial quanto possível, nesta seção optamos por focar a análise de diagnóstico em uma métrica central padronizada: a expansão da capacidade de geração em cada país na última década. Esta evidentemente não é uma medida perfeita, e possui uma série de limitações – em particular, ela não traz indicações sobre a eficácia do mercado em promover um uso eficiente dos recursos disponíveis e garantir a segurança de suprimento do sistema, que também são objetivos centrais de um mercado. De um modo geral, entretanto a necessidade de viabilizar e atrair novos investimentos em geração é uma constante em mercados elétricos em todo o mundo, seja para atendimento a uma demanda elétrica crescente ou para a substituição de geradores ineficientes e/ou em final de vida útil – um efeito cada vez mais relevante em um contexto de transição energética. Considerando a vantagem de que a informação de adições de capacidade tende a estar disponível para uma gama maior de países e que ela é relativamente pouco afetada por definições metodológicas adotadas em diferentes países (que podem mascarar algumas métricas), entretanto, considerou-se esta uma proxy razoável para esta primeira análise.

Nesta seção, além do resultado físico e objetivo dos resultados de expansão efetivamente observados em cada país, é apresentada uma análise crítica dos principais drivers (dentre todos os indicados neste capítulo e nos capítulos anteriores) que influenciaram tal resultado.

5.2. COLÔMBIA

5.2.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

OBRIGAÇÃO DE ENERGIA FIRME (OEF)

Com a finalidade de mitigar o impacto da variabilidade hidrológica nos preços e garantir a confiabilidade do sistema em condições de escassez, a entidade reguladora do setor elétrico Colombiano CREG criou um mecanismo de confiabilidade em 2006 [76].

Tal mecanismo visa incentivar investimentos em ativos de geração com energia firme suficiente para cobrir a demanda total do país. As Obrigações de Energia Firme, conhecidas na Colômbia como OEF, representam o compromisso dos geradores de fornecer energia confiável ao sistema, recebendo em troca pagamentos fixos mensais, além das receitas provenientes da venda da própria energia. Os pagamentos são proporcionais à quantidade de energia firme comprometida pelo vendedor e a remuneração é normalmente definida em USD/MWh. As OEF são cedidas por meio de leilões, que são

realizados quando o planejador avalia que há necessidade de adicionar nova capacidade instalada ao sistema e usualmente ocorrem quatro anos antes da data de entrega.

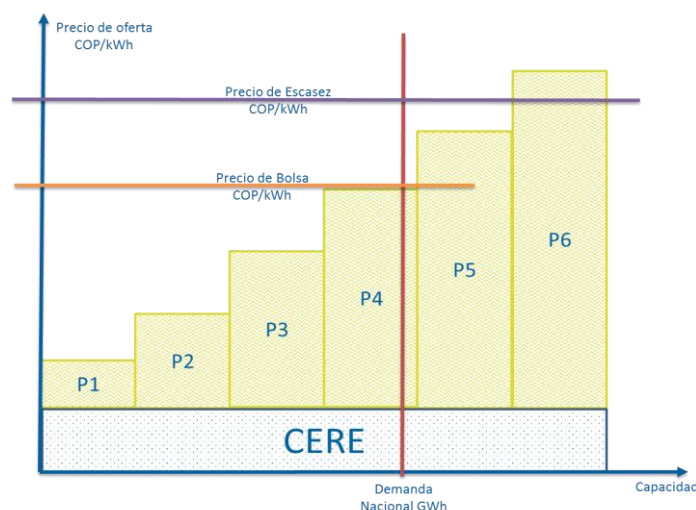
O funcionamento do mecanismo é muito similar a uma opção de compra com uma obrigação subjacente de fornecer energia confiável ao sistema: os geradores devem fornecer energia firme ao sistema toda vez que uma condição de escassez for identificada - isto é, toda vez que os preços spot subirem acima do preço de escassez, que funciona como o preço de exercício da opção de compra. Em troca, estes geradores são remunerados com um prêmio fixo, denominado Encargo de Confiabilidade.

A duração dos contratos estabelecidos via leilão varia de acordo com o tipo de projeto: novas usinas recebem contratos de até 20 anos e usinas especiais contratos de até 10 anos. As usinas existentes recebem anualmente uma alocação proporcional a sua Energia Firme para o Pagamento por Confiabilidade (ENFICC), que é definida como a máxima energia elétrica que a usina é capaz de fornecer durante um ano de maneira contínua em condições extremas de baixa hidrologia. A obrigação para as centrais existentes tem a duração de 1 ano (após o qual voltam a ser atribuídas pro rata) e a remuneração é definida como o preço marginal do leilão mais recente, ajustado em função da evolução da taxa de câmbio e da inflação norte-americana.

Embora a demanda seja a responsável final pelo pagamento da remuneração dos geradores que se comprometem com o mecanismo de confiabilidade, todos os geradores do mercado que possuem capacidade instalada superior a 20 MW (mesmo que não estejam comprometidos em fornecer energia firme) cobram a taxa de confiabilidade. Para tal, todos devem incorporar o encargo de confiabilidade nas suas ofertas de preços (tanto no mercado spot, quanto em contratos bilaterais). O valor monetário incorporado nas propostas é conhecido como CERE (sigla em espanhol para Custo Real Equivalente de Energia do Encargo de Confiabilidade). Dado que o valor do CERE está incorporado nas propostas de preços e nos contratos bilaterais, há um impacto direto nos preços da energia (que é pago em última instância pela demanda). No entanto, esse valor arrecadado é redistribuído aos geradores que comprometeram o ENFICC no leilão de confiabilidade, de forma que os demais geradores (com capacidade instalada superior a 20 MW) não fiquem com o valor arrecadado do CERE.

Assim, na prática, o CERE representa um piso formal para os preços spot na Colômbia. Isto ajuda a compreender o fato de que os preços spot são “inflacionados” por esta componente – e por todos os outros encargos que os produtores devem cobrar através do mercado, o que inflaciona as suas propostas. Por outro lado, a demanda percebe o preço de escassez do mecanismo de Taxa de Confiabilidade (o preço de exercício da opção de compra) como um limite máximo para os preços do mercado spot. Isso é ilustrado na figura a seguir. Cabe notar, no entanto, que os produtores não percebem formalmente o preço de escassez como um limite máximo para os preços de mercado – apenas os consumidores o fazem.

Figura 54: Formação do preço spot na Colômbia, com representação do piso dado pelo CERE e do teto dado pelo Preço de Escassez (este último percebido apenas pela demanda). Fonte: [77].



Uma característica relevante em relação à metodologia de cobrança do CERE é que a liquidação é feita simultaneamente à liquidação da energia entregue no mercado spot. Isto é, a ASIC não executa procedimento separado para liquidação da remuneração do encargo de confiabilidade a cada gerador. No entanto, caso haja algum desvio no final do período de liquidação (um mês) entre o valor que um determinado gerador deveria receber como remuneração pelo pagamento de confiabilidade e a quantia arrecadada através do CERE, tal diferença deverá ser liquidada pelo ASIC.

É importante ressaltar que as pequenas centrais (capacidade inferior a 20 MW) não participam do mecanismo de confiabilidade e, portanto, não têm compromisso de fornecer energia firme e não cobram o CERE.

Além da entrada via leilão, há a possibilidade de fornecer o produto confiabilidade através do 'mecanismo *price taker*', desenhado pela CREG para possibilitar uma renda complementar às usinas de geração variável, como eólica e solar, que possuem contratos de longo prazo e que não participaram anteriormente de um leilão de confiabilidade.

O mecanismo é restrito a novas usinas despachadas centralmente que nunca participaram de um leilão de confiabilidade. As usinas recebem um contrato de 10 anos para o produto confiabilidade (obrigações de energia firme ou OEF) e são remuneradas a um valor pré-determinado, sem a possibilidade de oferta de preço. A alocação pode ser feita a qualquer momento até 1 ano antes do início do período de entrega do produto. Em termos contratuais, permanecem as mesmas regras do contrato alocado via leilão.

Este regime *price-taker* é temporário e tem um limite máximo de quantidade a ser alocada por meio dele, calculada com base nas seguintes regras:

- A quantidade máxima é definida como o crescimento médio da demanda de energia dos dois últimos períodos concluídos de obrigações de OEF multiplicado por 3.
- A quantidade alocada é descontada do montante disponível para atribuir aos outros agentes.

- As obrigações são atribuídas na ordem em que os projetos apresentados atendem aos requisitos (primeiro a cumprir, primeiro a ser atribuído).

Esse mecanismo é uma oportunidade para novos geradores garantirem receitas estáveis. No entanto, apresenta as mesmas responsabilidades dos contratos originais de confiabilidade, nos quais as centrais têm de estar disponíveis em momentos de escassez, caso contrário ficam fortemente expostas, e por um pagamento fixo inferior ao usualmente obtido via leilão (9 USD/ MWh, em contraste a 15,1 USD/MWh obtido no último leilão).

CRÉDITOS DE CARBONO

Como parte de uma reforma tributária estrutural no país, a Colômbia implementou, através da lei 1.819 de 2016, o imposto nacional sobre carbono com o objetivo de desencorajar o uso de combustíveis fósseis que produzem gases de efeito estufa. Tal iniciativa tem como foco principal cumprir a meta nacional de redução de emissões – as emissões destes os combustíveis representam cerca de 27% das emissões totais do país.

O imposto consiste no pagamento (pelo gerador ou importador do combustível) de uma taxa proporcional ao teor de carbono dos combustíveis (como gás natural, GLP, ACPM, Jet-A1, petróleo, etc.) à Diretoria de Impostos e Alfândegas Nacionais (DIAN). A alíquota do imposto sobre carbono foi definida em 2017 como 15.000 COP/tonCO₂ (equivalente a 3,79 USD/tonCO₂) e é atualizada anualmente pela inflação colombiana (IPC) mais 1%. Atualmente, o imposto sobre carbono está em 23.394,6 COP/ tonCO₂ (equivalente a 5,91 USD/tonCO₂), conforme definido pela Resolução DIAN 12 de 2023.

Além disso, por meio do Decreto 926 de 2017, foi estabelecido que os agentes têm a possibilidade de compensar suas emissões por meio de créditos de carbono, sejam eles adquiridos ou obtidos por meio do desenvolvimento de projetos renováveis. Um crédito de carbono representa a redução de uma tonelada de dióxido de carbono ou equivalente de outros gases com efeito de estufa, gerado para compensar as emissões produzidas noutros locais.

De acordo com a Resolução UPME 320-2022, uma central renovável (eólica ou solar) pode compensar 0,504 tonCO₂ por cada MWh gerado. Este valor é revisado anualmente pela UPME, que analisa a geração do ano anterior e calcula as emissões que poderiam ser compensadas por estas tecnologias.

O valor do crédito de carbono é estabelecido entre as partes que o negociam. No entanto, é possível estimar um valor máximo que um gerador poluente ou importador de combustível estaria disposto a pagar pelo crédito de carbono para evitar o imposto sobre carbono multiplicando a alíquota do imposto sobre carbono pelo fator de emissão renovável.

5.2.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

LEILÕES DE CONFIABILIDADE

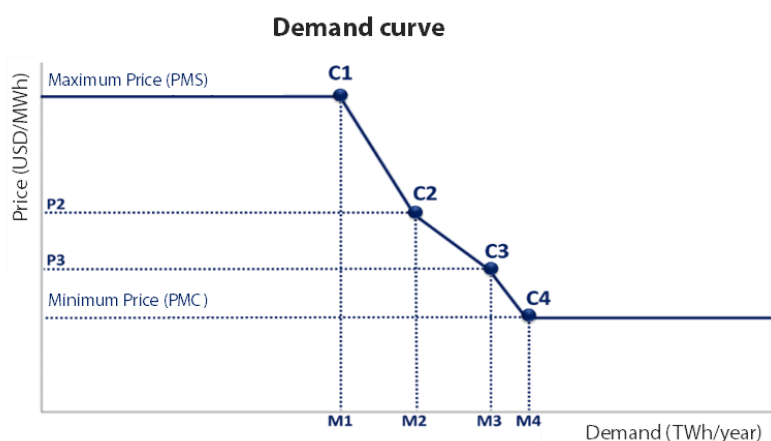
Os leilões de confiabilidade foram introduzidos na Colômbia em 2006 com a finalidade de mitigar o impacto da variabilidade hidrológica nos preços e garantir a confiabilidade do sistema em condições de escassez. Os geradores que devem fornecer energia firme em condições de escassez são selecionados por meio de leilões, que geralmente são realizados quatro anos antes da data de entrega quando se identifica a necessidade de nova capacidade na etapa de planejamento. Os pagamentos aos geradores

são proporcionais à quantidade de energia firme comprometida (chamadas obrigações de energia firme ou OEF) e a remuneração é normalmente denominada em USD/MWh.

A entidade de planejamento UPME é responsável por definir a curva de demanda do leilão, que deve ser definida em função da disponibilidade a pagar do sistema. A quantidade variável de energia firme na curva de demanda (M1, M2, M3 e M4 na Figura 55) deve incluir descontos (calculados pela ASIC de acordo com a regulamentação vigente) que representem (i) contratos de 10 e 20 anos já comprometidos em leilões anteriores e (ii) contribuições esperadas de pequenas centrais que não são despachadas centralmente para o balanço energético firme do sistema, uma vez que essas duas classes de agentes não participam do leilão. Para quantidades superiores a M4, a procura é horizontal com o preço mínimo (PMC).

Da mesma forma, a curva de oferta agregada é composta por todas as curvas de oferta apresentadas pelos geradores. Cada curva de oferta é composta por um conjunto de pares que listam as quantidades de Energia Firme (em MWh) e os respectivos preços (em USD/MWh) ofertados. Nenhum gerador pode ter mais de uma oferta de preço associada (o que implica que a quantidade fornecida por qualquer central individual deve ter um preço único) e a quantidade ofertada não pode exceder o ENFICC da usina.

Figura 55: Representação da curva de demanda no leilão de OEF na Colômbia.



O último leilão de confiabilidade foi realizado em 2019 para entrega em dezembro de 2022 e atraiu vários novos entrantes e fontes de geração como eólica e solar (que nunca haviam vencido esse tipo de leilão antes). No total, foram alocados 250,5 GWh-ano, representando um aumento de 21,2% em relação ao leilão anterior para entrega em 2018-2019. Foram selecionados 1.160 MW de novos projetos eólicos, 238 MW de solares, 1.372 MW de hidrelétricas e 940 MW de térmicas, com contratos de 10 ou 20 anos, ao preço de 15,1 USD/MWh. O próximo leilão está previsto para ser realizado no início de 2024 com data de entrega associada em novembro de 2027.

LEILÕES DE ENERGIA RENOVÁVEL (CLPE)

Embora a Colômbia tenha sido um dos países pioneiros na implementação de leilões para contratação de capacidade em 2006, por muito tempo o país não teve um processo de contratação de energia “mais centralizado”, principalmente para aquisição de contratos de longo prazo. A dificuldade de inserir fontes renováveis intermitentes via mecanismo de confiabilidade (que exige entrega física de energia em

situações de escassez), somada ao fato de a Colômbia ter contratado novas energias a preços muito competitivos, abriu pouco espaço para a disseminação de tecnologias renováveis.

Nesse contexto, sob pressão de associações e empresas de energia renovável, e em meio a discussões relacionadas à descarbonização da matriz energética, a Colômbia estudava a introdução de leilões de energia renovável desde 2016. Somado a isso, a redução brutal dos custos de contratação observada nos países vizinhos e o atraso significativo do projeto hidrelétrico de Ituango (2.400 MW de capacidade), que seria crucial no atendendo parte significativa da energia do país desde o início da década de 2020, culminaram na introdução de um mecanismo de leilão para o mercado regulado direcionado para fontes renováveis não convencionais em 2018. O primeiro leilão não foi bem-sucedido, marcado pela falta de interesse da demanda (ou baixa disponibilidade a pagar pelos serviços ofertados). Foram feitos, então, alguns ajustes no desenho do leilão, que culminaram no modelo atual descrito a seguir.

O leilão é explicitamente definido para as tecnologias renováveis não-convencionais e os vencedores do leilão estabelecem contratos de 15 anos. Os contratos são do tipo *take-or-pay* ("pague o contratado"), no qual o contrato é puramente financeiro e tanto os geradores quanto os consumidores estão expostos a liquidações horárias. A quantidade do produto energia é oferecida dentro de três blocos intradiários: (i) 0h às 7h; (ii) 7h às 17h; e (iii) 17h às 0h. Vendedores e compradores podem apresentar uma ou mais ofertas para uma combinação de blocos. Cada oferta, que poderá embarcar vários blocos, deverá ter o mesmo preço. No entanto, é possível apresentar diversas ofertas e, no caso dos geradores, também é possível apresentar ofertas condicionais (simultâneas, mutuamente excludentes, ou mutuamente dependentes). No dia do leilão, a CREG publica o preço máximo a ser ofertado pelos geradores (não incluindo o CERE) e o Ministério informa a demanda objetiva da licitação.

Para participar do leilão é necessário apresentar uma garantia de seriedade, emitida por entidade financeira reconhecida. O valor da garantia deve cobrir pelo menos 139 COP/kWh multiplicados por: (i) 10% da energia média diária ofertada (kWh-ano) no caso de vendedores; ou (ii) 5% da energia média diária ofertada (kWh-ano) no caso de compradores. A XM poderá executar a garantia de seriedade prestada pelos participantes nos seguintes casos: (i) se o contrato não for assinado; (ii) se a garantia de conclusão não for entregue no prazo; (iii) se as garantias de performance e de pagamento não forem entregues; ou (iv) se a garantia de seriedade não for renovada, caso exigido. A garantia de seriedade é devolvida aos participantes vencedores caso cumpram os pontos (i), (ii) e (iii) anteriormente apresentados, e aos participantes que não apresentem ofertas ou que não sejam selecionados.

Para a seleção das ofertas vencedoras, resolve-se um problema de otimização que busca maximizar a atribuição em todos os blocos, minimizando ao mesmo tempo o preço médio ponderado atribuído para todo o período diário. O valor contratual estabelecido é integralmente indexado à inflação Colombiana. No momento da assinatura do contrato, os vendedores ganhadores deverão entregar uma garantia de qualidade e os compradores deverão entregar uma caução de pagamento (após a qual a garantia de seriedade é devolvida a cada agente). A garantia de qualidade é estabelecida como 30% (entre a data de assinatura do contrato e a data de entrada em operação comercial) e 20% (entre a data de entrada em operação comercial e o vencimento do contrato) da quantidade de energia anual comprometida multiplicada pelo preço de contrato. Similarmente, a caução é definida em 30% da quantidade de energia anual adquirida multiplicado pelo preço de contrato. Por fim, os vendedores deverão fornecer também uma garantia de conclusão, definida pela CREG.

Adicionalmente, seguindo uma determinação do Plano Nacional de Desenvolvimento 2018-2022, que estabelece que os comercializadores terão de contratar entre 8% e 10% da sua energia proveniente de fontes renováveis, as autoridades Colombianas introduziram no leilão do CLPE um mecanismo complementar para que os mesmos possam contratar até uma determinada meta de energias renováveis, o que poderá resultar em contratações adicionais àquela determinada naturalmente pelo equilíbrio oferta-demanda do leilão. Neste mecanismo, os comercializadores que estejam abaixo da sua meta são (involuntariamente) designados a contratar mais energia até que a meta global seja atingida (isto significa que se houver comercializadores com excedentes de energia renovável, ainda é possível que outros permaneçam em déficit). Isto incorre na contratação de toda a meta definida centralmente, independentemente da disposição da demanda em pagar por uma parcela da energia.

CONTRATOS BILATERAIS

Na Colômbia, os comercializadores são os únicos agentes autorizados a vender energia aos consumidores finais, independente se o consumidor é livre ou regulado – isto significa que os consumidores livres não podem participar diretamente no mercado spot nem celebrar contratos diretamente com os geradores. Os comercializadores não precisam de ter ativos físicos de geração, transmissão ou distribuição. Eles são responsáveis por adquirir e pagar pelos serviços de geração e transmissão, mas não pela qualidade do serviço da rede ou de fornecimento confiável de energia, uma vez que isso é atribuído aos agentes de geração e transmissão subcontratados.

De acordo com a Resolução 131 de 1998, os limites mínimos mensais de potência e consumo de energia para um usuário ser considerado livre são de 0,1 MW ou 55 MWh. Mais recentemente, a Resolução 155 da CREG de 2019 estabeleceu que esses requisitos mínimos podem ser revisados – espera-se uma redução de pelo menos 10 MWh no consumo mínimo mensal de energia, possibilitando que mais consumidores migrem para o mercado livre.

O regulamento não obriga os comercializadores a contratarem antecipadamente a sua demanda através de contratos bilaterais. Ou seja, o mercado de contratos de longo prazo não é obrigatório. Assim, os comercializadores e os grandes consumidores podem adquirir energia através de contratos bilaterais, através do mercado spot ou uma combinação de ambos, de acordo com as suas estratégias de gestão de risco. No entanto, desde 2022, as comercializadoras são obrigadas a ter 10% de sua energia adquirida lastreada em contratos de longo prazo (duração mínima de 10 anos) celebrados com geradores renováveis não convencionais, conforme definido na Resolução 40.715 de 2019.

A negociação dos termos dos contratos depende se a energia é contratada para atender consumidores regulados ou livres. Para atender aos usuários regulados, é necessário realizar um processo de licitação que permita a participação de qualquer gerador e/ou outros comercializadores interessados. As propostas dos participantes são avaliadas exclusivamente com base nos preços. Os contratos no ambiente de mercado livre são mais flexíveis, com condições (preços e prazos) livremente negociados.

Todos os geradores e comercializadores que celebrem contratos de longo prazo devem registrá-los na ASIC para que as transações sejam liquidadas no mercado spot. Para que o contrato seja liquidado, é necessário informar no mínimo: a identificação das partes, regras ou procedimentos claros para determinar as quantidades horárias de energia a serem alocadas no âmbito do contrato, e os respectivos preços. Além disso, deve conter o tipo e a duração do contrato. Faturamento, pagamento e cobrança também deverão ser acordados entre as partes.

É possível ainda que uma única empresa represente as duas partes do contrato, ao celebrar um contrato interno de energia. Porém, para fins de liquidação de transações no mercado atacadista, deve atuar como dois agentes de mercado distintos (por exemplo, gerador e comercializador).

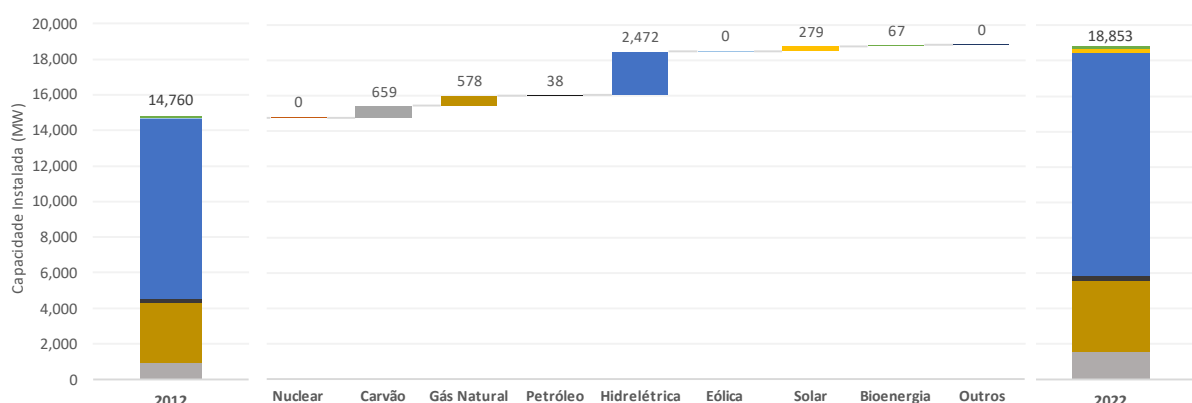
As usinas de geração não têm restrição quanto à quantidade de energia que pode ser vendida por meio de contratos bilaterais, desde que possam suportar seus desvios contratuais (ou seja, diferença entre a energia contratada e gerada) com garantias de mercado.

5.2.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema Colombiano adicionou pouco mais de 4 GW de nova capacidade na última décadas, sendo mais da metade proveniente de projetos hidroelétricos. O mix de geração atual difere pouco do observado em 2012 e a participação de tecnologias renováveis não-convencionais ainda é tímida. Ao final de 2022, o sistema contava com 18.9 GW de capacidade instalada, sendo 67% de recursos hídricos e 21% de térmicas a gás natural. Centrais a carvão ainda tem importância no país, representando 8% do potencial de geração (2% a mais que em 2012), enquanto os parques eólicos e solares somam apenas 1,6%.

Figura 56: Evolução da capacidade instalada na Colômbia entre 2012 e 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados de [1].



Os principais *drivers* da expansão nos últimos anos foram os leilões de confiabilidade e, mais recentemente, os leilões de energia renovável.

5.3. MERCADO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL (MER)

5.3.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

O MER é um mercado unicamente para determinação de intercâmbios entre os países integrantes. Desta forma, o único produto transacionado é a energia elétrica, não havendo nenhum tipo de produto associado a confiabilidade, energia limpa ou similar – a segurança do suprimento, o cumprimento de metas ambientais e outros objetivos são responsabilidade dos mercados nacionais.

5.3.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

As transações do MER podem advir tanto do Mercado de Oportunidade Regional (a partir de ofertas de importação e exportação submetidas pelos agentes) quanto do Mercado de Contratos Regional (acordos bilaterais celebrados entre os agentes). Este último, por sua vez, é composto por contratos firmes e por contratos não-firmes, os quais são descritos a seguir, celebrados apenas entre agentes de diferentes países membros do MER. Em todos os casos, os contratos possuem associados quantidades horárias de energia transacionada, bem como os nós de injeção e de retirada, e podem ser atendidos tanto por geração/consumo próprio, quanto por compras/vendas no Mercado de Oportunidade durante o pré-despacho regional. Além disso, destaca-se que o EOR é responsável por conciliar as quantidades contratuais e o resultado do pré-despacho, determinando os saldos que devem ser liquidados; a liquidação e faturação em si são responsabilidade das partes envolvidas nos contratos.

CONTRATOS FIRMES

Contratos Firmes são modalidades de acordos bilaterais em que o vendedor está obrigado a vender energia de maneira firme ao comprador no nó de retirada da Rede de Transmissão Regional (RTR) designado no contrato. A energia vendida em Contrato Firme faz parte das transações do MER e é considerada uma energia firme no país onde está localizado o nó de retirada – isto é, a energia comprometida num Contrato Firme regional não pode ser comprometida num contrato nacional. Para que seja celebrado um Contrato Firme, uma das partes, designada no contrato, deve ser titular de direitos de transmissão entre os respectivos nós de injeção e de retirada do contrato, no sentido do nó de injeção para o nó de retirada – estes direitos de transmissão são alocados aos agentes por meio de leilões.

Os contratos firmes, diferente de contratos financeiros comuns, influenciam o resultado do despacho regional. Nesta modalidade, ambas as partes devem declarar diariamente aos respectivos operadores nacionais as quantidades de energia do contrato, os nós de injeção e retirada, a parte que detém os direitos de transmissão associados ao contrato e a parte que assumirá os encargos do diferencial de preço nodal associado ao contrato (isto é, as diferenças entre os preços *ex-ante* em cada nó, resultantes do pré-despacho regional, devem ser pagas por uma das partes do contrato), para cada hora.

Os operadores nacionais, tendo recebido estas informações dos agentes, as encaminha para o EOR diariamente, no dia anterior à operação, que inclui os Contratos Firmes regionais no pré-despacho regional, como transações físicas que devem ser programadas. Os Contratos Firmes regionais possuem a maior prioridade no despacho do MER e a energia a eles associada somente pode ser reduzida em caso de restrições físicas na capacidade de transmissão da RTR ou por critérios regionais de qualidade, segurança e desempenho.

CONTRATOS NÃO FIRMES

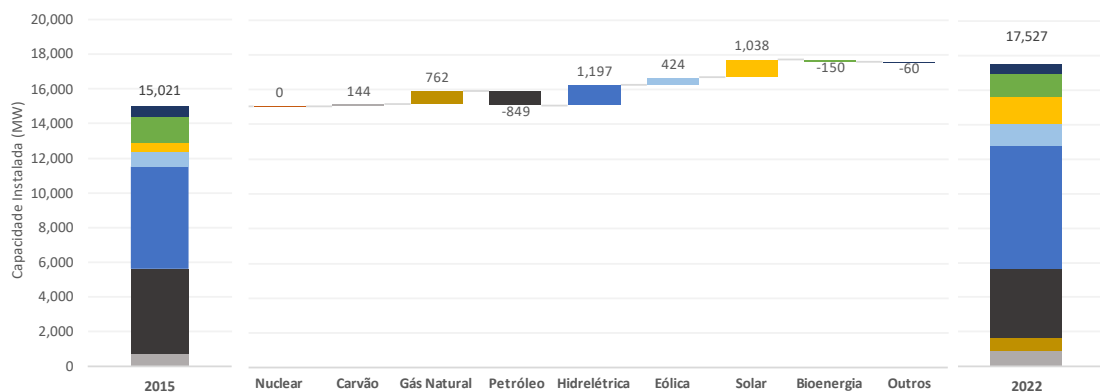
Os Contratos Não Firmes são compromissos de injeção e retirada de energia em nós da RTR que não possuem prioridade de despacho. Essas transações, diferente dos Contratos Firmes, não exigem aquisição de direitos de transmissão. Devido ao fato de não terem nenhum tipo de prioridade, estes contratos financeiros não possuem influência nos resultados do despacho. No entanto, para fins de conciliação das quantidades (cálculo das diferenças entre quantidades contratadas e transações observadas, para determinação do saldo contratual a ser liquidado), os compromissos assumidos nos

Contratos Não Firmes regionais também devem ser informados diariamente ao EOR, através dos operadores nacionais, indicando as quantidades contratadas, os nós de injeção e retirada e a parte que assumirá os encargos do diferencial de preço nodal associado ao compromisso contratual, para cada hora.

5.3.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do MER é composto pela combinação das matrizes elétricas dos seus países integrantes. Em 2015, Panamá, Costa Rica, Nicarágua, Honduras, El Salvador e Guatemala possuíam, de maneira combinada, mais de 15 GW de capacidade instalada, os quais eram majoritariamente representados por centrais hidrelétricas (39%) e térmicas movidas a combustíveis líquidos (32%). A bioeletricidade também possuía um papel relevante na região da América Central, com cerca de 10% da capacidade de geração, enquanto o carvão representava 5% do total. À época, não havia na região nenhuma termelétrica movida a gás natural e centrais renováveis intermitentes eram ainda relativamente incipientes (9% do total, combinando-se solares e eólicas). Até 2022, no entanto, este perfil modificou-se um pouco. As térmicas a combustíveis líquidos perderam um pouco de espaço (representando, agora, 23% do total), ao passo que eólicas e, principalmente, solares ganharam protagonismo (representando 8% e 9% da capacidade de geração da região, respectivamente). As primeiras plantas a gás natural vieram a ser construídas, e a tecnologia representava 4% da matriz de geração em 2022. As hidrelétricas seguiram tendo um papel fundamental (41% do total), enquanto a bioeletricidade também seguiu tendo sua importância (com uma participação de 8%).

Figura 57: Evolução da capacidade instalada no MER entre 2015 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [2], [20].



Em termos de *drivers* desta expansão, destaca-se que o MER exerce função exclusivamente de determinação dos intercâmbios entre os países, não sendo responsável por coordenar ou estimular a expansão dos sistemas, por meio de contratos de longo prazo ou produtos de confiabilidade, por exemplo. Desta forma, a expansão apresentada é resultado dos mecanismos individuais de cada um dos países, não possuindo o MER um papel central nesta evolução.

5.4. ESPANHA (MERCADO IBÉRICO)

5.4.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PAGAMENTOS POR CAPACIDADE

Na Espanha não há um mercado para produtos relacionados à confiabilidade, i.e., um mercado de capacidade. O que existe é um mecanismo de pagamentos de capacidade, estabelecido em 1997. O mecanismo foi modificado por regulamentações específicas entre 2007 e 2011 e, então, pela reforma setorial feita em 2013 – Decreto Real-Lei 3/2013, de 12 de julho.

A rigor, os pagamentos por capacidade foram praticamente descontinuados: os valores pagos por capacidade foram substancialmente reduzidos para geradores existentes, com a contrapartida de extensões no período em que os geradores são elegíveis ao pagamento, e em 2013 os pagamentos foram abolidos para novos geradores. Atualmente existem pagamentos por capacidade ainda em vigor, decorrentes de compromissos legados.

Em 2021 foi colocada sob consulta uma proposta para a implementação de um novo mercado de capacidade no país, que sugere a implementação de leilões de médio prazo e curto prazo (nos quais os projetos vencedores deveriam ter sua capacidade disponível, respectivamente, em até 5 e 1 ano após o leilão). Até a data de elaboração deste relatório, no entanto, esta proposta ainda se encontrava sob discussão [78].

CERTIFICADOS VERDES

O sistema de garantias de origem (conhecido por "*Sistema de Garantía de Origen y Etiquetado de la electricidad*") possui participação voluntária e desassociada do mercado spot de eletricidade.

Por meio das garantias de origem, comercializadores⁴⁰ podem adquirir certificados que comprovem a procedência da energia elétrica que suprem aos seus consumidores; a informação sobre o percentual de energia verde suprida, por parte dos comercializadores aos consumidores através da fatura, é obrigatória – muito embora a aquisição de garantias de origem seja voluntária [79].

Todos os pedidos de acreditação e a gestão do mecanismo (e.g., publicação dos procedimentos etc.) é responsabilidade da CNMC, que também é responsável pela verificação dos certificados.

5.4.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS PARA ENTREGA FÍSICA

Conforme mencionado na seção 4.4.1, o mercado atacadista é composto por um mercado organizado, o mercado spot, e um mercado bilateral. O mercado spot é composto pelo Mercado do Dia Seguinte, em

⁴⁰ As chamadas comercializadoras de referência, que oferecem o plano regulado aos consumidores finais, são proibidas de adquirir garantias de origem.

que um leilão é realizado, e pelo Mercado Intradiário, em que seis leilões são realizados, além do mercado contínuo [21].

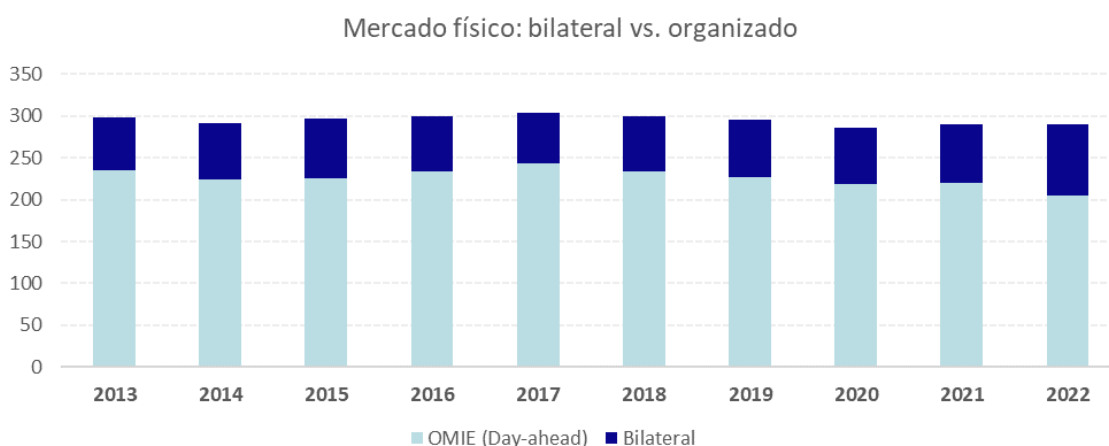
A parte não organizada consiste em contratos físicos bilaterais, cujos termos e condições são acordados entre as partes e não são públicos, mas cuja nominação deve ser feita junto ao operador do sistema e comunicada ao operador do mercado. A nominação dos contratos é necessária para caracterizar a entrega física, como discutido na seção 4.4. Em 2022 os contratos bilaterais representaram 25% da energia negociada no mercado atacadista.

Os geradores podem negociar sua energia de forma bilateral, porém são obrigados a oferecer no mercado spot a parcela de sua capacidade de geração que não estiver comprometida com contratos bilaterais. Para que um contrato bilateral seja considerado físico, ele deve ser informado ao operador para ser considerado no cronograma de operação – por exemplo, para que geradores possam ser acionados e que os montantes contratados possam ser contabilizados para atender a demanda dos consumidores. Se este contrato não for informado à NGESO, não há entrega física.

No mercado bilateral de contratos para a entrega de energia física, os termos, prazos e condições dos contratos são acordados entre as partes e geralmente não são públicos (diferentemente dos contratos provenientes do mercado organizado gerenciado pelas bolsas, como a OMIE, cujas condições e prazos são padronizados). Contratos firmados no mercado bilateral podem ainda ser registrados de forma voluntária em algum mercado organizado, como o OMIP.

O gráfico a seguir mostra volumes associados ao Mercado do Dia Seguinte, com negociações em bolsa e bilaterais. Os volumes negociados se aproximam dos 300 TWh por ano. Em 2022, 205 TWh foram negociados nos leilões e 85 TWh foram negociados em contratos bilaterais com entrega física.

Figura 58: Volumes negociados no mercado físico. Fonte: [80]



DERIVATIVOS DE ENERGIA

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados na Espanha, seja através de um mercado organizado gerenciado pelas bolsas OMIP, EEX e BME, ou através do mercado de balcão (*over-the-counter*, OTC), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

Para a Espanha, o OMIP oferece como principal produto o “Mibel SPEL Future”, enquanto a EEX oferece o produto “EEX Spanish Power Future”. Suas características estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 26: Produtos oferecidos nos mercados organizados. Fontes: [81], [82].

Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
OMIP	Mibel SPEL Future (financeiro ou físico)	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias <u>Peak</u> : 08h às 20h, segunda a sexta <u>Solar</u> : todas as horas, todos os dias, ponderado por um perfil pré-definido	1 MW	Diária, semanal, fim de semana, mensal, trimestral, anual ou sazonal.	0,01 EUR/MWh
EEX	EEX Spanish Power Base Future (financeiro)	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias <u>Peak</u> : 08h às 20h, todos os dias	1 MW	Diário, final de semana, semanal, mensal, trimestral e anual.	0,01 EUR/MWh

A OMIClear é a contraparte central nos mercados operados pela OMIP; a *European Commodity Clearing* (ECC) é a contraparte central nos mercados operados pela EEX; e a BME Clearing atua como contraparte central das negociações feitas na BME.

As principais vantagens da negociação residem na utilização de contratos padronizados (índice, tick etc.), com virtualmente nenhum risco de contraparte, e com informações transparentes e críveis de preços. Há, no entanto, custos associados, como as taxas, exigência de colateral e chamadas de margem.

Para os contratos firmados no mercado OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados. Os contratos nos mercados organizados (principalmente contratos futuros, porém também são negociados opções e *swaps*) são usualmente estruturados como contratos por diferenças e utilizam como índice o preço médio diário do Mercado do Dia Seguinte, o que cria a ligação entre os mercados físico e financeiro.

Contratos firmados no mercado OTC podem ainda ser registrados de forma voluntária em algum mercado organizado. Na EEX este serviço é comumente conhecido por “*OTC Clearing*” ou, mais recentemente, por “*Trade registration*”. Neste caso, para que o risco de contraparte seja assumido pela bolsa, o contrato bilateral pode ser (i) convertido para um contrato – ou conjunto de contratos – padronizado, cuja liquidação será feita pela bolsa; ou (ii) substituído por um contrato negociado em bolsa. Em ambos os casos, o registro somente é feito sob consentimento de ambas as contrapartes do contrato e, quando feito o registro, o respectivo contrato bilateral deixa de existir.

O OMIP, em colaboração com a OMIE, também disponibiliza para negociação futuros de energia com entrega física, ou seja, um produto que associa o montante do contrato futuro em uma negociação no mercado do dia seguinte de forma automática. Quando um agente opta por esse produto, basicamente a OMIE considera nos seus leilões diários a posição respectiva do participante em um futuro de energia,

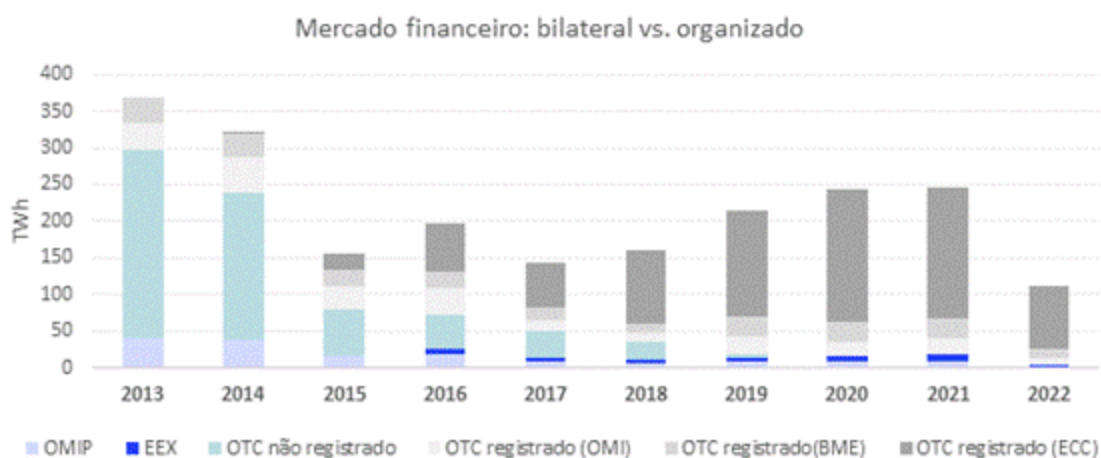
assumida via OMIP. Este é um produto casado: ao mesmo tempo em que o agente adquire um contrato financeiro, via OMIP, o operador de mercado se incumbem de submeter as negociações associadas no mercado do dia seguinte, via OMIE. Assim, o agente consegue se proteger da variação dos preços, ao mesmo tempo que negocia energia no mercado spot para cobrir sua demanda.

No mercado espanhol, a supervisão dos contratos financeiros (seja aqueles negociados no mercado de balcão ou no mercado organizado) cai no âmbito das regulamentações MiFID II e MiFIR, além da Lei do Mercado de Valores Mobiliários e, portanto, da Comissão Espanhola do Mercado de Valores (CNMV).

A CNMC (o regulador para o setor de energia elétrica e gás) dispõe de informação limitada sobre as negociações de energia realizadas no mercado de balcão; as informações (volumes e preços de transação) são obtidas pela submissão voluntária por parte dos principais corretores do mercado. Já no mercado organizado a CNMC possui acesso aos dados referentes a todos os contratos negociados e registrados nas bolsas de derivativos.

O gráfico abaixo mostra, por ano, os volumes negociados nos mercados futuros organizados e bilateral (estimativas do regulador, a CNMC) no mercado espanhol. A maior parte do volume corresponde a contratos negociados de forma bilateral, que podem ou não ser registrados em bolsa. A CNMC constrói estas estimativas com base em informações fornecidas pelas bolsas e por diferentes *brokers* do mercado.

Figura 59: Volumes negociados no mercado financeiro. Fonte: Elaboração própria com dados de [11], [21].



MITIGAÇÃO DO RISCO DE CONTRAPARTE

As bolsas atuam como contraparte central dos mercados que operam, sejam eles o mercado spot ou o mercado de derivativos, e possuem mecanismos para mitigação do risco de contraparte e solução de casos em que existe algum inadimplemento. Tais mecanismos são comumente conhecidos por linhas de defesa e são presentes nas diferentes bolsas.

Conforme mencionado na seção 3.4.2, a OMIClear é a instituição responsável pela liquidação do mercado spot Ibérico, bem como realiza a liquidação do mercado de derivativos. Em seu website, a OMIClear destaca suas sete linhas de defesa:

1. Critérios de membresia: para assegurar o bom funcionamento da *clearing house*, para serem admitidos como membros na OMIClear os agentes devem ser aprovados em um processo de avaliação de crédito (avalia, principalmente, a capitalização mínima e o aporte de uma garantia inicial).
2. Margens: são aportes financeiros utilizados para cobrir eventuais perdas que podem ocorrer nas negociações. São adotados diferentes tipos de margem, porém as principais são (i) a margem inicial, calculada para todo o portfólio do agente para um período de negociação, em geral, de 2 a 3 dias (conceito SPAN); e (ii) as margens de variação, ou a marcação a mercado das posições assumidas pelo agente, de acordo com a evolução dos preços de mercado.
3. Garantias adicionais: aportes requeridos pela OMIClear para aqueles membros que não atendam algum dos critérios de membresia – este agente poderá tornar-se membro sob a condição de aportar maiores garantias.
4. Fundo de compensação: é um fundo, para o qual os membros são obrigados a aportar uma contribuição, cuja finalidade é compensar casos de inadimplência. Após requerer margens e executar as garantias do membro inadimplente, a OMIClear utilizará a contribuição deste membro para o fundo de compensação.
5. Recursos da OMIClear: após utilizar a contribuição feita pelo agente inadimplente ao fundo de compensação, a OMIClear utiliza seus próprios recursos para compensar as perdas do evento de inadimplência. Se utilizados, estes recursos deverão ser repostos em até 20 dias úteis.
6. Fundo de compensação: o próximo passo na linha de defesa é utilizar a contribuição dos demais membros, aqueles não inadimplentes, para o fundo de compensação.
7. Recursos adicionais dos membros não inadimplentes: caso o fundo de compensação não seja suficiente para cobrir o montante inadimplido, a OMIClear possui a prerrogativa para requerer fundos adicionais dos membros. O montante por membro será limitado pelo valor determinado pela OMIClear para a contribuição deste agente ao fundo de compensação.

COLATERAL E MARGENS

As margens são calculadas por membro, podendo englobar as negociações de diversos agentes (*Registration Agents*, que podem negociar, porém não podem liquidar suas próprias negociações) que tenham acordo com aquele membro. [83]

A margem inicial cobre o risco de encerrar, em um curto período, todas as posições de um membro inadimplente em situação adversa de preços de mercado. Por esta razão, a margem é calculada tomando por base alguns dias de liquidação, e não toda a duração do contrato.

A margem inicial é calculada por uma metodologia que incorpora diferentes *commodities* (gás e eletricidade), diferentes produtos (futuros, opções etc.) para diferentes países (Espanha, Alemanha etc.) e negociados com diferentes durações (diária, semanal etc.).

Informações históricas de preços são utilizadas para avaliar potenciais resultados das diferentes posições, atendendo a requisitos técnicos da regulação europeia *European Market Infrastructure Regulation* (EMIR). A ideia é garantir:

- Para produtos negociados no mercado regulado (conhecidos por *Exchange-traded derivative*), a cobertura de ao menos 2 dias de liquidação, considerando as possíveis variações de preços com 99% de probabilidade.
- Para produtos negociados no mercado bilateral, a cobertura de 5 dias de liquidação, considerando as possíveis variações de preços com 99.5% de probabilidade.

Para estimar a variação esperada dos preços é utilizado o histórico completo, atribuindo um peso de 25% para a média do histórico e 75% para a maior exposição calculada com os preços dos últimos 12 meses. Para posições consideradas grandes ou concentradas em contratos menos líquidos, o cálculo para produtos do mercado regulado é feito considerando a liquidação de 3 dias (ao invés de 2) e, para o mercado bilateral, 5 dias de liquidação.

A margem de variação, por sua vez, cobre o risco de mercado relacionado com ganhos e perdas em posições abertas resultantes de variações dos preços de referência durante o período de entrega (no caso de contratos futuros) ou durante os períodos de negociação e entrega (no caso contratos do tipo swap e forward). É semelhante à marcação a mercado (que se aplica aos contratos futuros durante o seu período de negociação), mas em vez de ser liquidada financeiramente em base diária, os montantes são cobertos através do colateral já comprometido pelo membro.

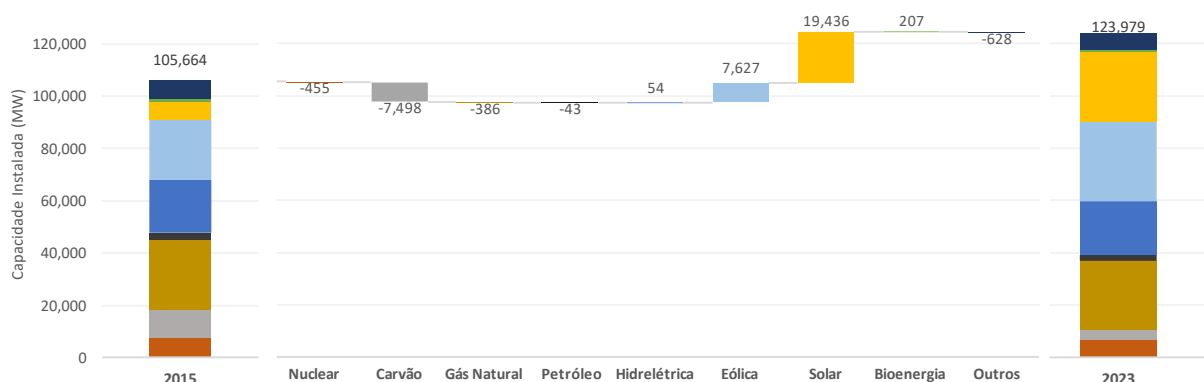
A exposição ao risco dos membros é monitorada continuamente. O limite operacional diário é um indicador do balanço diário entre o colateral comprometido pelo membro e suas responsabilidades perante à bolsa (margens, fundo de compensação, ganhos e perdas diários etc.). Sempre que o indicador atingir um nível de alerta a OMIClear irá: (a) notificar o OMIP, de modo a tentar inibir novas transações que intensifiquem a exposição do agente; (b) notificar o agente sobre a possível necessidade de novo aporte de garantias.

5.4.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

Em geral, pode-se dizer que a expansão da capacidade instalada no mercado Ibérico é um resultado das decisões privadas de investimento de diferentes agentes, direcionadas pelos incentivos obtidos através dos diferentes mercados existentes. Hoje não está em vigor um mecanismo de capacidade, ver seção 5.4.1, e não há um mecanismo para contratação compulsória de capacidade de geração.

Desde 2013, a expansão do parque gerador foi dominada pelas fontes solar centralizada, que cresceu de 4,6 para 20 GW, e eólica, que cresceu de 23 para 30 GW de capacidade instalada em 2022. A evolução da capacidade de geração solar distribuída também foi expressiva, crescendo mais 80% ao ano desde 2015 e se aproximando dos 5 GW ao fim de 2022 [84].

Figura 60: Evolução da capacidade instalada na Espanha entre 2014 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [3].



A Espanha é um dos 17 países europeus que já descomissionou ou planeja descomissionar a geração a carvão até 2030. Na proposta preliminar para atualização de seu Plano Nacional para Energia e Clima, apresentada à Comissão Europeia em junho deste ano, a Espanha sinalizou a sua intenção de antecipar a saída do carvão de 2030 para 2025, além de aumentar a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade para 80% até 2030 (o objetivo anterior era de 74%). Ao fim de 2022 havia cerca de 3,5 GW de termoeletricas a carvão, distribuídos em seis plantas ainda em operação [85].

O país também possui planos para descomissionar suas 7 usinas nucleares, que correspondem a 7,4 GW de capacidade instalada e que, em 2022, foram responsáveis por 20% da eletricidade gerada no país. Este plano ainda está sob discussão e pode ser revertido, porém atualmente é esperado que as nucleares sejam desativadas entre novembro de 2027 (com a saída de Almaraz I, 1.011 MW) e maio de 2035 (com a saída de Trillo, 1.003 MW) [86].

O crescimento da participação renovável pode ser atribuído aos incentivos concedidos para estas fontes, por exemplo através do regime de subsídios via *feed-in-tariff* que vigorou entre 2014 e 2020 – conhecido por *Régimen Retributivo Específico* [87], um pagamento fixo, por MWh, com valor estipulado em leilão, ao qual geradores elegíveis tinham direito por cada MWh produzido.

Em 2020 entrou em vigor um novo mecanismo para incentivo à expansão da geração renovável, conhecido por *Régimen Económico de Energías Renovables*⁴¹. O mecanismo é baseado no pagamento de um preço de longo prazo para a energia gerada pelos ativos selecionados em leilão [88]. Os leilões podem ser neutros ou específicos por tecnologia e os projetos selecionados possuem direito a uma remuneração fixa, por MWh gerado, desde que apresentem ofertas nos mercados do Dia Seguinte, Intradiário e de Balanço. Os projetos selecionados em leilão assumem um compromisso por 12 anos e não podem negociar sua energia através de contratos bilaterais – nos leilões realizados até então não havia a possibilidade de comprometer apenas uma parcela da geração do ativo; deve-se oferecer a

⁴¹ Este mecanismo foi introduzido pelo Decreto Real 960/2020, de 23 de junho de 2020 e suas regras foram estabelecidas pelo despacho TED/1161/2020.

geração total. Até novembro de 2023 foram realizados quatro leilões, cujos resultados estão resumidos a seguir.

Tabela 27: Resultados dos leilões Régimen Económico de Energías Renovables.

Fonte: [88].

Leilão	Meta [MW]	Contratado [MW]	Preço [EUR/MWh]
Jan/21	3000	3.034	24,75
Out/21	3300	3.124	30,45
Out/22	520	177	86,22
Nov/22	3300	45,5	42,78

5.5. NORUEGA (NORD POOL)

5.5.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PRODUTOS CONFIABILIDADE

A Noruega não possui um mercado de capacidade ou pagamentos por capacidade [89]. O mercado norueguês adota o desenho “*energy-only*”, em que a maior parte da capacidade de geração pertence ao governo federal ou a governos municipais, e não há planos do governo Norueguês⁴² para desenvolver mecanismos para contratação de nova capacidade a longo-prazo – muito embora existam pagamentos por capacidade para geradores que proveem serviços de balanço, como discutido na seção 5.5.3.

PRODUTOS ENERGIA LIMPA

O esquema conjunto de certificados de eletricidade entre Suécia e Noruega, *elsertifikater*, é um arranjo de incentivos, via mercado, que visa aumentar a produção de energia elétrica renovável em ambos os países. O mecanismo possui participação mandatória para consumidores e é desassociado do mercado spot de eletricidade [90].

Nesse sistema, os produtores de eletricidade renovável recebem um certificado por MWh de eletricidade que produzem, por um período de até 15 anos. Todas as formas de produção renovável são elegíveis para originar os certificados, incluindo a energia hidroelétrica, a energia eólica e a bioenergia.

Todos os supridores de energia e certas categorias de usuários finais são obrigados a adquirir certificados para uma porcentagem específica de seu consumo, isto é, a cumprir cotas de aquisição de

⁴² O governo norueguês é de opinião que o atual desenho do mercado energético deve ser fortalecido e desenvolvido em toda a Europa.

certificados, criando a demanda por eles. Em última análise, isso cria um fluxo de receita adicional para geradores renováveis.

A meta conjunta (aumentar a geração renovável em 28,4 TWh entre 2012 e 2020) foi alcançada em 2019, e foi considerado descontinuar o mecanismo em ambos os países. Na Noruega a decisão foi por descontinuar: apenas geradores que entraram em operação até o fim de 2021 são elegíveis para originar certificados. As cotas impostas aos consumidores foram elevadas a cada ano, até 2020, e serão reduzidas gradualmente até 2036 – o último ano de funcionamento. Na Suécia, foi decidido prolongar o regime com uma nova meta nacional entre 2020 e 2030 (18 TWh adicionais, para os quais a data limite de aplicação de novos geradores foi em abril de 2022).

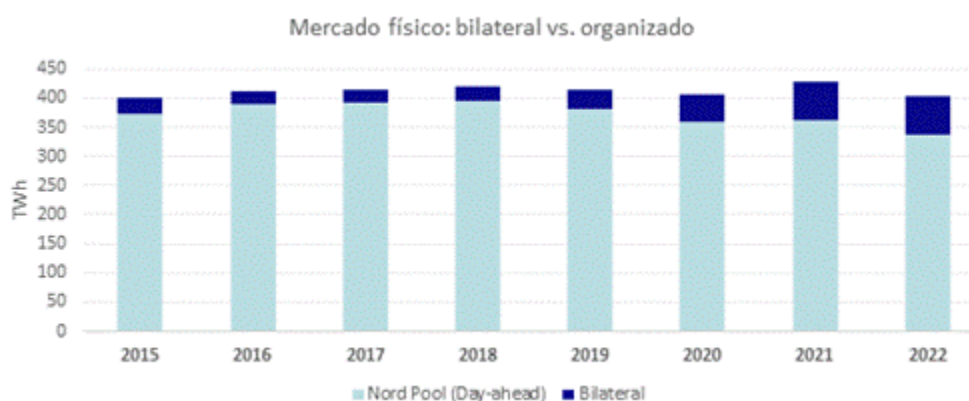
5.5.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS PARA ENTREGA FÍSICA

Conforme mencionado na seção 4.5.1, o mercado atacadista é composto por um mercado organizado, o mercado spot, e um mercado bilateral. O mercado spot é composto pelo Mercado do Dia Seguinte, em que um leilão é realizado, e pelo Mercado Intradiário, um mercado contínuo.

A parte não organizada consiste em contratos físicos bilaterais, cujos termos e condições são acordados entre as partes e não são públicos, mas cuja nominação deve ser feita junto ao operador do sistema e comunicada ao operador do mercado. A nominação dos contratos é necessária para caracterizar a entrega física, como discutido na seção 4.5.3. Não foram encontrados dados públicos com relação à evolução dos volumes negociados para os países Nórdicos e, portanto, estimamos o volume de negociações bilaterais comparando a demanda e o volume negociado em bolsa, no Mercado do Dia Seguinte, para os países Nórdicos e Bálticos. Por exemplo, estimamos que em 2022 foram negociados 67 TWh (17% da demanda) para entrega física via mercado bilateral⁴³.

Figura 61: Volumes negociados no mercado físico. Fonte: Elaboração própria com dados de [31].



⁴³ Foram negociados 337 TWh no Mercado do Dia Seguinte, sendo a demanda de 405 TWh.

DERIVATIVOS DE ENERGIA

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados nos países Nórdicos, seja através de um mercado organizado gerenciado pelas bolsas Nasdaq e EEX, ou através do mercado de balcão (*over-the-counter*, OTC), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

Para a Noruega, a Nasdaq oferece como principal produto o “Nordic Electricity Base Future”, enquanto a EEX oferece o produto “EEX Nordic Power Future”. Os contratos nos mercados organizados (principalmente contratos futuros) são estruturados como contratos por diferenças e utilizam como índice o “System Price” – ver seção 4.5.2. Suas características estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 28: Produtos oferecidos nos mercados organizados. Fontes: [26], [82].

Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
Nasdaq	Nordic Electricity Base Future (financeiro)	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias	1 MW	Diária, semanal, mensal, trimestral ou anual.	0.01 EUR/MWh
EEX	EEX Nordic Power Base Future (financeiro)	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias <u>Peak</u> : 08h às 20h, todos os dias	1 MW	Diário, final de semana, semanal, mensal, trimestral ou anual.	0.01 EUR/MWh

A Nasdaq Clearing é a contraparte central nos mercados operados pela e a *European Commodity Clearing* (ECC) é a contraparte central nos mercados operados pela EEX.

As principais vantagens da negociação residem na utilização de contratos padronizados (índice, tick etc.), com virtualmente nenhum risco de contraparte, e com informações transparentes e críveis de preços. Há, no entanto, custos associados, como as taxas, exigência de colateral e chamadas de margem.

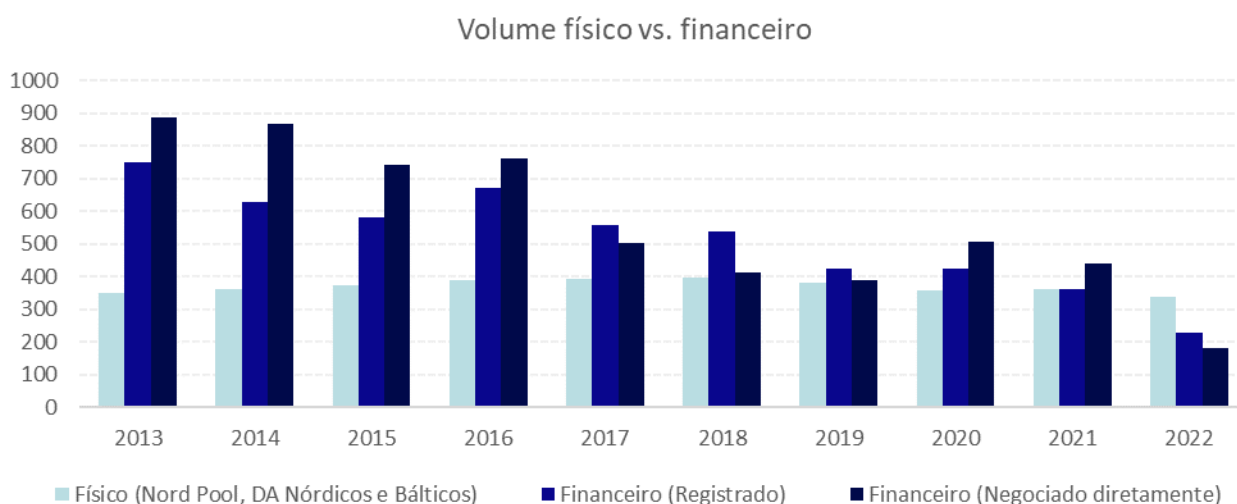
Para os contratos firmados no mercado OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados. Os contratos nos mercados organizados (principalmente contratos futuros, porém também são negociados opções e *swaps*) são usualmente estruturados como contratos por diferenças e utilizam como índice o preço médio diário do Mercado do Dia Seguinte, o que cria a ligação entre os mercados físico e financeiro.

Contratos firmados no mercado OTC podem ainda ser registrados de forma voluntária em algum mercado organizado. Na EEX este serviço é comumente conhecido por “*OTC Clearing*” ou, mais recentemente, por “*Trade registration*”. Neste caso, para que o risco de contraparte seja assumido pela bolsa, o contrato bilateral pode ser (i) convertido para um contrato – ou conjunto de contratos – padronizado, cuja liquidação será feita pela bolsa; ou (ii) substituído por um contrato negociado em bolsa. Em ambos os casos, o registro somente é feito sob consentimento de ambas as contrapartes do contrato e, quando feito o registro, o respectivo contrato bilateral deixa de existir.

No mercado Nórdico, a supervisão dos contratos financeiros (seja aqueles negociados no mercado de balcão ou no mercado organizado) cai no âmbito das regulamentações MiFID II e MiFIR, além da supervisão da Autoridade de Supervisão Financeira da Noruega (*Finanstilsynet*), que concede a licença para a operação da Nasdaq. Já a Nasdaq Clearing, que de fato atua como contraparte central e realiza as liquidações financeiras associadas, possui uma licença concedida pela Autoridade de Supervisão Financeira da Suécia – *Finansinspektionen*.

O gráfico a seguir mostra a evolução dos volumes negociados nos mercados físico (mercados Dia Seguinte e Intradiário do Nord Pool) e financeiro (Nasdaq, sejam negociações realizadas diretamente em bolsa ou registro de contratos de balcão). Desde a crise financeira de 2008 e seus impactos na Europa, principalmente a partir de 2010, regulamentações do mercado financeiro foram tornadas mais rígidas (especialmente sobre garantias financeiras), o que reduziu a liquidez deste mercado; mais recentemente, a expansão da atuação da EEX contribuiu para diminuir a liquidez dos produtos negociados pela Nasdaq.

Figura 62: Volumes negociados no mercado financeiro. Fonte: Elaboração própria com dados de [91].



MITIGAÇÃO DO RISCO DE CONTRAPARTE

As bolsas atuam como contraparte central dos mercados que operam, sejam eles o mercado spot ou o mercado de derivativos, e possuem mecanismos para mitigação do risco de contraparte e solução de casos em que existe algum inadimplemento. Tais mecanismos são comumente conhecidos por linhas de defesa e são presentes nas diferentes bolsas [92].

Conforme mencionado na seção 3.5.2, o Nord Pool é a instituição responsável pela liquidação do mercado spot nos países Nórdicos e Bálticos. Por concentrar sua atuação no mercado físico, cujo horizonte se estende apenas até o dia à frente, as exigências de colateral associadas ao Nord Pool são menores que aquelas associadas a bolsas que liquidam negociações de contratos de mais longa duração, como derivativos e o registro de contratos bilaterais.

A mitigação do risco de contraparte começa pelos critérios de membresia do Nord Pool. Existem três classes de membro:

1. Participantes: podem realizar ofertas em seu próprio nome. Em geral, são as empresas de grande porte que atuam na geração e/ou comercialização de energia.
2. Clientes: só pode ter ofertas atribuídas ao seu nome por meio de um representante, autorizado pelo Nord Pool, e chamado de “Representante de Cliente”. Em geral são as empresas de menor porte que atuam na geração e/ou comercialização de energia.
3. Representantes de clientes: prestam serviços administrativos para os clientes que representam no mercado organizado pelo Nord Pool. Isto inclui a submissão de ofertas e todas as tarefas de acompanhamento de liquidação e relatórios. Pode realizar negociações em próprio nome e em nome de clientes.

O Nord Pool realiza uma análise anteriormente à admissão de novos membros. Todo membro deve:

- Ser financeiramente sólido.
- Possuir registro de Imposto de Valor Agregado (IVA).
- Assinar um *Balance Responsible Party Agreement* com o TSO da área de negociação solicitada.
- Assinar um *Imbalance Agreement* com a eSett.
- No caso de Participantes, assinar Contrato de Participação com o Nord Pool.
- No caso de Clientes, assinar um Contrato de Cliente com o Nord Pool e outro com um agente Representante de Cliente.
- Aportar garantia inicial e, posteriormente, as devidas garantias operacionais.

Todos os clientes do Nord Pool devem apresentar garantias para comprovar que podem pagar pelos contratos que celebraram. Os seguintes tipos de garantia são aceitos no mercado Nórdico, Báltico e/ou Europa Central Ocidental (os nomes foram mantidos em inglês para facilitar a consulta):

- *Pledged cash account*: Este contrato será estabelecido e mantido como uma conta semi-bloqueada. Isso significa que a garantia será sempre bloqueada na conta, mas quaisquer valores superiores à garantia exigida podem ser retirados pelo cliente sem qualquer consentimento da Nord Pool. Esta conta deve ser aberta em um banco aprovado para este objetivo. A conta também pode ser usada para liquidação de negociações diárias.
- *Pledged collateral account*: Este contrato será estabelecido e mantido como uma conta bloqueada e segregada (em favor do Nord Pool). Nenhum valor pode ser retirado desta conta, exceto por instruções expressas do Nord Pool.
- *On-demand guarantee*: Esta é uma garantia bancária que impõe uma obrigação primária ao fiador de pagar ao beneficiário na primeira solicitação. A garantia atua como proteção para as obrigações (ou os pagamentos) de um comprador para o Nord Pool.

As garantias bancárias devem ser registradas em um país da OCDE. Os emissores de garantias bancárias devem possuir o seguinte nível de *rating*:

Tabela 29: Nível mínimo de rating por país da OCDE. Fonte: Elaboração própria.

Países	Nível mínimo de rating de crédito aceitável	Nível de rating de crédito	Valor máximo emitido por membro (EUR)
Países nórdicos	BBB-/Baa3 (S&P & Moody's)	AAA /Aaa	Ilimitado
Europa (exceto Grécia, Irlanda, Itália, Portugal e Espanha)	BBB-/Baa3 (S&P & Moody's)	AA+/Aa1	1.000.000.000
Grécia, Irlanda, Itália, Portugal e Espanha e demais países da OCDE	A-/A3 (S&P & Moody's)	AA-/Aa3	1.000.000.000
		A+/A1	800.000.000
		A+/A1	600.000.000
		A/A2	400.000.000
		A-/A3	400.000.000
		BBB+/Baa1	100.000.000
		BBB-/Baa2	50.000.000
		BBB-/Baa3	10.000.000

COLATERAL E MARGEM

Antes de um membro começar a negociar, este deve postar o colateral inicial como uma garantia que poderá pagar pelos compromissos que vier a assumir. Este colateral é calculado por meio da estimativa da exposição líquida máxima que o agente poderá ter durante um dia, multiplicado por 3. O nível mínimo de garantia é fixado em EUR 30.000 [92].

Após o agente começar a negociar, o Nord Pool calcula o requerimento diário de colateral de acordo com as atividades do agente, o que corresponde à sua exposição diária ao Nord Pool. Caso um aporte adicional de colateral seja necessário, é realizada a chamada de margem – o Nord Pool exige que o agente aporte colateral além do colateral inicial.

O requerimento diário é calculado como o mínimo entre EUR 30.000 e a parcela a seguir:

$$\sum \text{Max}_{1-n}(\text{Posição líquida diária (MWh)} \times \text{Parâmetro de Risco} \times \text{Fator diário} \times \text{Fator crédito}) \\ + \text{Max}_{1-n}(\text{Posição de liquidação diária} \times \text{Multiplicador} \times \text{Fator crédito})$$

Onde:

"Posição Líquida Diária" é a soma do fluxo de volume para um dia de entrega específico, dentro de um país específico, entre Nord Pool e o agente (pode ser negativa ou positiva);

"Parâmetro de risco" é definido para uma posição líquida comprada ou vendida, por país de entrega, estimado como o pior caso de preço spot utilizando um histórico de três anos e um intervalo de confiança de 99.7%;

"Fator diário" é um parâmetro definido para contabilizar a exposição de um cliente nos fins de semana (usualmente é igual a 1, podendo variar até 5 em casos de feriados prolongados);

"Posição de liquidação diária" é definida como a soma líquida de todos os pagamentos realizados por e para o agente para um dia de liquidação (se esse valor for negativo, essa posição será definida como zero);

"Multiplicador" é um parâmetro que pode ser usado a critério do Nord Pool para aumentar o aporte de garantia antes de feriados ou eventos extraordinários de mercado;

"Max1-n" define o período de lookback; atualmente é de 30 dias para a Posição Líquida Diária (volume de energia negociado) e 7 dias para a Posição de Liquidação Diária (valor financeiro pago);

"Fator crédito" é um fator que varia entre 0.6 e 1.0, determinado pelo Nord Pool com base em uma análise de crédito realizada para cada agente. [93]

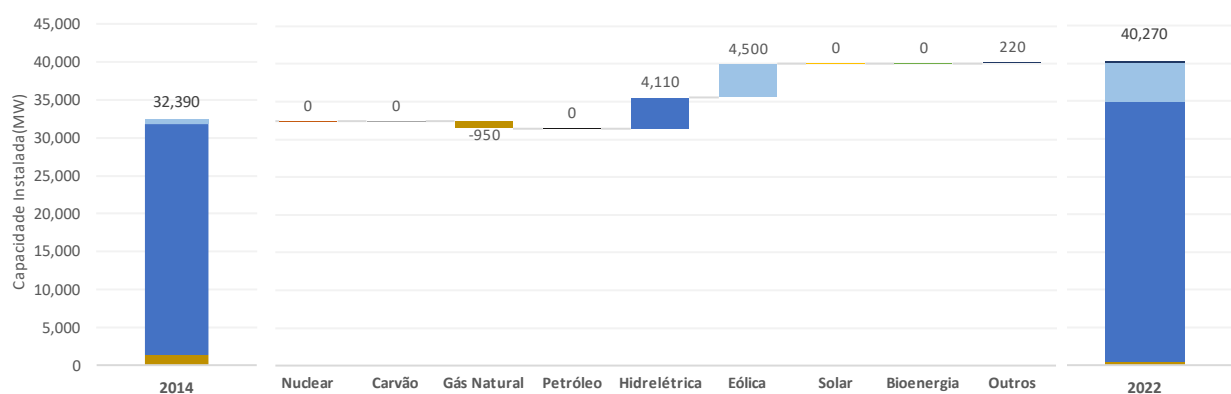
5.5.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

Como discutido na seção 5.5.1, na Noruega existe um mercado *energy-only*, cuja expansão é hoje resultado dos incentivos obtidos via mercado. Ainda, não está na agenda política a introdução de mecanismos de capacidade ou para contratação mandatária de nova capacidade. Em vez disso, teme-se que o estabelecimento de mecanismos de capacidade, mesmo para em mercados vizinhos à Noruega, possa distorcer o funcionamento dos mercados existentes para negociação de energia.

Desde 2014, a expansão do parque gerador foi dominada pelas fontes eólica, que cresceu de 0,6 para 5,1 GW, e hidroelétricas, que cresceu de 30,4 para 34,5 GW de capacidade instalada em 2022. A capacidade instalada do gás natural decresceu de 1,4 para 0,5 GW no mesmo período. A fonte solar cresceu em participação em anos recentes, especialmente desde 2020, porém concentrada na modalidade distribuída; ao fim de 2022 havia 300 MW de capacidade instalada, dos quais ao menos 200 MW eram na modalidade distribuída – com capacidade inferior a 100 kWp.

Figura 63: Evolução da capacidade instalada na Noruega entre 2014 e 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados de [3].



O crescimento das renováveis foi impulsionado pelo programa de certificados de energia limpa, conhecido por *Elsertifikater* (ver seção 5.5.1), que já não é válido para nova capacidade de geração, além da rápida redução nos custos de investimento das tecnologias.

5.6. GRÃ-BRETANHA

5.6.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PRODUTO CAPACIDADE

O produto capacidade foi introduzido pelo Governo da Grã-Bretanha em 2014 como parte de sua Reforma do Mercado de Eletricidade (EMR) para incentivar a disponibilidade de capacidade no sistema quando o consumo é significativamente alto e o balanço de oferta e demanda está apertado. Esse produto é contratado através de leilões e oferece um fluxo de receita estável e previsível por até 15 anos para recursos que vendem capacidade no leilão. Entre os recursos elegíveis para o pagamento de capacidade, estão: usinas de geração novas e existentes, interconectores, recursos de armazenamento e resposta à demanda, além de renováveis que não recebem subsídios de outros mecanismos, como por exemplo, o de Contratos por Diferenças (CfD).

Para calcular a capacidade a ser contratada no leilão, o operador do sistema realiza uma projeção de demanda e capacidade de geração do sistema para o ano de entrega (1 ou 4 anos à frente, dependendo do leilão), e identifica a capacidade adicional que deve ser contratada para atender a um padrão de confiabilidade de segurança de suprimento. Esse padrão é baseado na Expectativa de Perda de Carga (LOLE), ou seja, o número de horas no ano em que se espera estatisticamente que a oferta não satisfaça a demanda. Atualmente, este padrão é definido em 3 horas.

A capacidade que um recurso pode fornecer neste mercado é conhecida como “*de-rated capacity*”, que compreende a capacidade instalada de um ativo reduzida por um fator que varia por tecnologia: para tecnologias convencionais, o operador calcula a disponibilidade média durante o período de pico do inverno dos últimos 7 anos; e, para tecnologias renováveis intermitentes, o operador considera dados históricos de vento e irradiação solar para calcular a “capacidade firme equivalente” da tecnologia durante o período de inverno através de um modelo de simulação. Os fatores por tecnologia calculados em 2022 para o leilão com entrega em 2023, por exemplo, estão detalhados abaixo:

- Gás natural (OCGT): 95%
- Gás natural (CCGT): 91%
- Carvão: 80%
- Nuclear: 78%
- Hidrelétrica: 91%
- Biocombustível: 88%
- Recursos de resposta a demanda: 71%
- Armazenamento (6 horas ou mais): 95%
- Eólica onshore: 8,2%
- Eólica offshore: 11,3%
- Solar PV: 3,3%

Dois tipos de leilões são realizados por ano: leilão T-4, que é o principal, onde a maior parte da capacidade necessária é adquirida para entrega em quatro anos; e leilão T-1, que é uma rodada de ajuste realizada 1 ano antes da entrega, geralmente para refinar as quantidades contratadas nos leilões T-4 à medida que o período de entrega se aproxima. A participação no leilão não é obrigatória – caso as usinas optem por não aderir ao mecanismo, ou sejam inelegíveis, elas contribuem para a redução da meta de capacidade a ser contratada. O prazo do contrato depende do tipo de recurso e do tipo do leilão: recursos novos são elegíveis para contratos de 15 anos nos leilões T-4; recursos existentes, armazenamento e resposta a demanda são elegíveis para contratos de 1 ano nos leilões T-1; e, obras de investimento em ativos existentes são elegíveis para contratos de 3 anos nos leilões T-4.

O leilão é de relógio descendente, onde partindo de um preço inicial alto, os participantes são solicitados a indicar quanta capacidade estão dispostos a fornecer por esse preço. O preço é reduzido regularmente, até que o leilão encontra o preço mais baixo no qual a demanda é igual à oferta. Os vencedores são pagos ao preço uniforme do leilão (*pay-as-clear*). Alguns parâmetros da curva de demanda do leilão são (i) o preço teto (definido em 75 £/kW-ano); (ii) o preço mínimo (0 £/kW-ano); e (iii) o Custo Líquido de Nova Entrada (*net Cost of New Entry, net CONE*), que representa o CONE menos as receitas esperadas dos mercados de energia e serviços ancilares.

Recursos vencedores dos leilões e que se beneficiam dos pagamentos de capacidade devem produzir energia durante períodos de estresse do sistema – caso contrário, ficam sujeitos a penalidades. Esses períodos de estresse do sistema são indicados por meio de “avisos do mercado de capacidade”, emitidos pelo operador do sistema com pelo menos quatro horas de antecedência para que os recursos estejam disponíveis. Esses avisos são emitidos quando o operador identifica que a margem do sistema (geração menos demanda) irá atingir 500 MW em 4 horas. Durante um período de estresse do sistema, os recursos devem estar gerando a capacidade comprometida no leilão, contrário estarão sujeitos à penalidade de 1/24 do preço do leilão de capacidade multiplicado pela energia não entregue.

Existem outros mecanismos para reduzir a exposição do agente às penalidades por não entregar durante um período de estresse do sistema, tais como: aquisição da capacidade através do mercado secundário/negociação bilateral (que deve ocorrer de forma *ex-ante* ao evento de estresse) ou participação no mecanismo de realocação de volume (de forma *ex-post* ao evento de estresse).

LICENÇA DE EMISSÃO

As licenças de emissão fazem parte do mecanismo de comercialização de emissões no Reino Unido (conhecido como UK ETS), que determina que setores da indústria intensivos em energia, como o de geração de eletricidade e aviação, devem respaldar suas emissões de gases de efeito estufa por meio da aquisição de licenças de emissão (*allowances*). Para o setor de geração, o mecanismo aplica-se de forma mandatória a recursos com potência nominal superior a 20 MW e que utilizam processo de combustão na produção de eletricidade. Recursos isentos a participar do mecanismo são: aqueles cuja produção de eletricidade é pelo menos 85% destinada a hospitais, emissores pequenos (HSEs), que são aqueles com emissões inferiores a 25 mil toneladas de CO₂ por ano e cujo recurso tenha potência nominal inferior a 35 MW, e emissores ultrapequenos, que são instalações com emissões inferiores a 2,5 mil toneladas de CO₂ por ano.

Recursos mandatários no mecanismo devem respaldar cada tonelada de CO₂ emitido por uma licença de emissão – caso contrário fica sujeito a penalidades civis. Anualmente, os recursos poluentes devem monitorar suas emissões, reportá-las até o final de março e adquirir as respectivas licenças de emissão até o final de abril. Há 3 formas principais para adquirir licenças no mercado: através de leilões, mercado secundário, ou através das alocações gratuitas.

Os leilões, que consistem o principal meio para adquirir licenças de emissão no mercado, são organizados pela ICE Futures Europe e realizados a cada 2 semanas. A ICE disponibiliza um calendário contendo as datas e o volume de licenças disponíveis em cada leilão. Os leilões podem ser concluídos com todas as licenças vendidas aos participantes ou sem que todas sejam adjudicadas – se houver licenças não vendidas, por exemplo, elas são redistribuídas em leilões seguintes. Os leilões do UK ETS estabelecem um preço mínimo pelo qual as licenças podem ser vendidas no leilão: esse valor é de atualmente 22 GBP – lances abaixo desse valor serão desconsiderados.

As alocações consistem em um mecanismo de suporte para empresas poluentes, que podem solicitar a atribuição de licenças de emissão de forma gratuita. O objetivo dessas alocações é não desestimular empresas muito poluentes com o mecanismo UK ETS, que podem acabar transferindo suas operações para países com menos regulamentações e custos mais baixos, por exemplo (“fuga do carbono”). Além disso, parte das licenças gratuitas também é destinada a novos operadores e operadores existentes que fizeram novos investimentos (também para não desincentivar empresas a aumentarem sua capacidade

de operação). Operadores nessas condições podem aplicar para os seguintes períodos de alocações gratuitas: 2021-2025 e 2026-2030. Um recurso aceito no mecanismo recebe anualmente um determinado número de licenças, calculado com base nas suas emissões realizadas nos últimos 2 anos – quando o nível de emissões da empresa varia em mais de 15%, o volume anual alocado é ajustado.

Além dos leilões e alocações, as licenças de emissão também podem ser comercializadas no mercado secundário, que consiste em um ambiente adicional para os participantes do mercado adquirem licenças e compensarem suas emissões. O mercado secundário também é organizado pela ICE Futures Europe, que disponibiliza uma plataforma onde compradores e vendedores podem negociar suas licenças.

O gráfico abaixo ilustra os preços das licenças de emissão praticados no mecanismo UK ETS.

Figura 64: Preço das licenças de emissão no UK ETS [94].



GARANTIA DE ORIGEM DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (REGO)

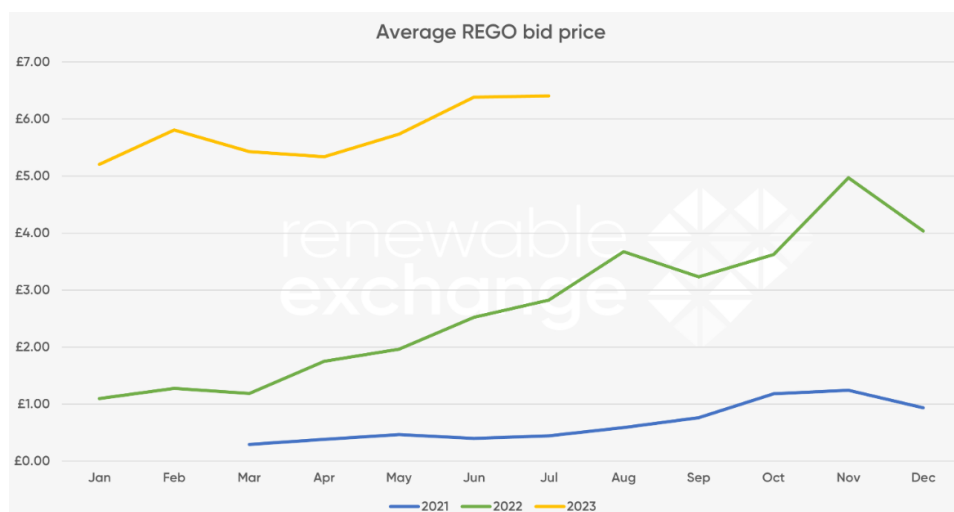
As garantias de origem de energias renováveis (REGOs) foram implementadas no início da década de 2000 na Grã-Bretanha para certificar a proporção de eletricidade proveniente de fontes renováveis. Qualquer recurso renovável (eólica, solar, geotérmica, hidrelétrica, biocombustível etc.) operando na Grã-Bretanha ou Irlanda do Norte é elegível para o mecanismo. Cada REGO equivale a 1 MWh de eletricidade gerada por um recurso renovável credenciado – para reversíveis, a REGO é acreditada a cada MWh gerado pela água (e não quando bombeada para o armazenamento), e para biocombustíveis, se considera somente a eletricidade gerada a partir da parcela biodegradável do combustível.

Uma REGO possui 2 utilidades principais: (i) verificar o atributo renovável da eletricidade; e (ii) ser utilizado para fins do relatório de Divulgação do Mix de Combustível (*Fuel Mix Disclosure*, FMD).

O FMD foi estabelecido na regulação em 2005 passando a exigir de todos os fornecedores de eletricidade na GBR a divulgação do seu mix de eletricidade. Nesse sentido, os fornecedores devem declarar anualmente a participação de cada fonte de geração no seu mix de fornecimento para atender consumidores finais. Por essa razão, fornecedores utilizam as REGOs para provar aos seus consumidores que parte da sua energia anual foi produzida a partir de fontes renováveis. Para fins do FMD, os fornecedores devem apresentar, até o final de junho de cada ano, evidências do seu mix de geração referente ao período abril a março (incluindo as REGOs), para que então, até outubro de cada ano as informações sejam divulgadas para os consumidores finais.

Os recursos de geração credenciados no mecanismo devem apresentar seus dados de geração para que as REGOs sejam emitidas. Uma REGO pode ser emitida para um mês, para um período anual de abril a março ou para múltiplos meses a partir da data de acreditação. Além disso, elas possuem uma validade de 16 meses, período após o qual são canceladas. Os certificados emitidos podem ser transferidos e comercializados: geradores credenciados podem vender REGOs para fornecedores utilizarem no FMD, por exemplo, contando que essa transferência seja realizada até o final de junho para a respectiva contabilização. Em 2023 (Jan-Jul), os valores médios dos certificados comercializados no mercado foram entre 5-6 GBP/MWh, conforme lustrado no gráfico a seguir.

Figura 65: Preço médio dos certificados REGO na GBR [95].



Outras utilidades das REGOs estão relacionadas com (i) as tarifas verdes de eletricidade, onde um fornecedor oferece uma tarifa especial que é 100% proveniente de fontes renováveis – para isso, ele deve possuir REGOs para respaldar toda a eletricidade fornecida sob essa tarifa; e (ii) o relatório de emissões de gases de efeito estufa, que estabelece metas de redução de emissões para as companhias, e utiliza as REGOs para contabilizar a eletricidade renovável gerada por uma empresa, seja a partir de recursos próprios ou de terceiros.

5.6.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

No mercado bilateral de contratos para a entrega de energia física, os termos, prazos e condições dos contratos são acordados entre as partes e geralmente não são públicos (diferentemente dos contratos provenientes do mercado organizado gerenciado pelas bolsas EPEX e N2EX, cujas condições e prazos são padronizados).

Para que um contrato bilateral seja considerado físico, ele deve ser informado à NGESO para fins de liquidação (por exemplo, para que os geradores possam ter seus montantes contratados contabilizados e equilibrados com a geração realizada). Se este contrato não for informado à NGESO, não há entrega física. Estes contratos bilaterais podem ser firmados diretamente entre geradores e fornecedores, ou envolver comercializadores.

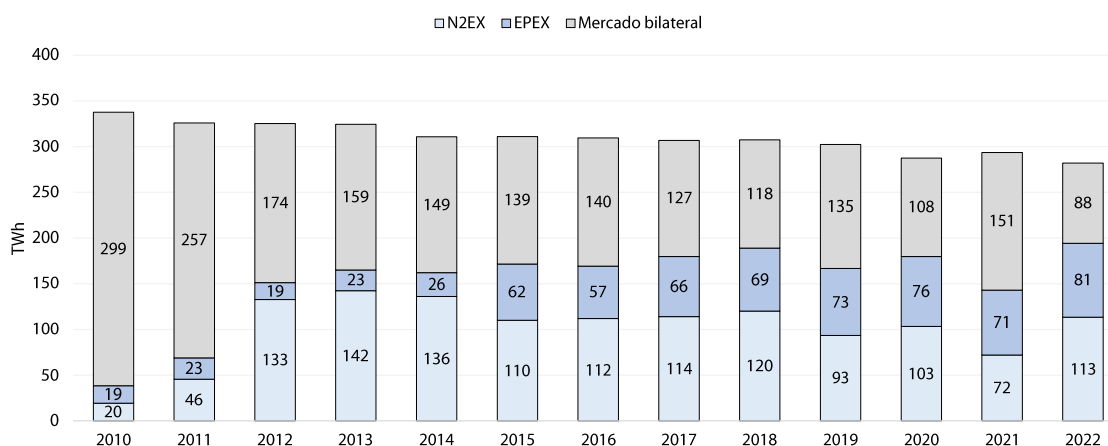
Para informar os contratos bilaterais à NGESO, os participantes do mercado devem fazê-lo até a conhecida *Submission Deadline*, que consiste no prazo máximo para informar/alterar as quantidades contratadas para um período de liquidação (30 min) resultantes das negociações bilaterais. Atualmente, a *Submission Deadline* é logo antes do início de um período de liquidação, ou seja, um contrato negociado para o período de liquidação 1 (entre 00:00h e 00:30h) deve ser notificado até às 23:59h.

Os contratos bilaterais devem ser notificados ao operador através de um sistema central para que esses volumes sejam considerados nos cálculos de desbalanço. O responsável por informar esses contratos no sistema central é conhecido como Agente de Notificação – um agente autorizado a realizar essas notificações, podendo ser uma das partes do contrato ou um agente independente, contando que ambas as partes autorizem sua atuação como Agente de Notificação. Quando os contratos são negociados em uma bolsa, por exemplo, geralmente a própria bolsa tem uma função interna de Agente de Notificação.

Os volumes dos contratos bilaterais podem ser notificados para qualquer período de tempo, desde um Período de Liquidação individual de 30 min, até um tipo de notificação conhecida como “*evergreen*” – indicando que não possui data final, de tal forma que os volumes informados são os mesmos para cada Período de Liquidação incluído na notificação (se a notificação cobrir mais de um dia, os volumes serão os mesmos para todos os dias e Períodos de Liquidação no intervalo de datas informado).

O gráfico a seguir mostra os volumes negociados nos mercados do Dia Seguinte e Intradiário na GBR, nas duas principais bolsas, bem como o potencial volume negociado no mercado bilateral (calculado como a diferença entre a demanda de eletricidade e o volume negociado nas bolsas). É possível notar que parte significativa do consumo é atendido no mercado bilateral (cerca de 40% nos últimos anos), para além das negociações em bolsa.

Figura 66: Volumes negociados no mercado atacadista na Grã-Bretanha. Fonte: elaboração própria com base nos dados de [96].



CONTRATOS FINANCEIROS

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados na GBR, seja através de um mercado organizado gerenciado pelas bolsas EEX e ICE, ou através do mercado de balcão OTC (*over-the-counter*), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

As principais vantagens da negociação em bolsa é a utilização de contratos padronizados, com virtualmente nenhum risco de contraparte, e com informações transparentes e críveis de preços. Há, no entanto, custos associados, como as taxas de serviço, exigência de colateral e chamadas de margem. A ligação deste mercado com os mercados físicos existe, pois os contratos financeiros são, tipicamente, indexados ao preço do mercado do dia seguinte (onde geralmente o maior volume de energia é comercializado), por exemplo, através da sua média diária observada.

Para os contratos firmados no mercado de balcão OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados (índice, tick etc.). Assim, o participante precisa apenas escolher o contrato que irá negociar, a respectiva quantidade e o preço.

No mercado da GBR, o ICE oferece o produto “UK Electricity Future” enquanto a EEX oferece o produto “EEX GB Power Future”. Suas características estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 30: Produtos oferecidos no mercado futuro da GBR [97], [98].

Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
ICE	UK Electricity Future	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias <u>Peak</u> : 07h às 19h, segunda a sexta	1 MW	Mensal, trimestral ou sazonal. Contratos de até 156 meses consecutivos.	0,01 GBP/MWh
EEX	EEX GB Power Future	<u>Base</u> : todas as horas, todos os dias <u>Peak</u> : 08h às 20h, todos os dias	1 MW	Diário, final de semana, semanal, mensal, trimestral, sazonal e anual.	0,01 GBP/MWh

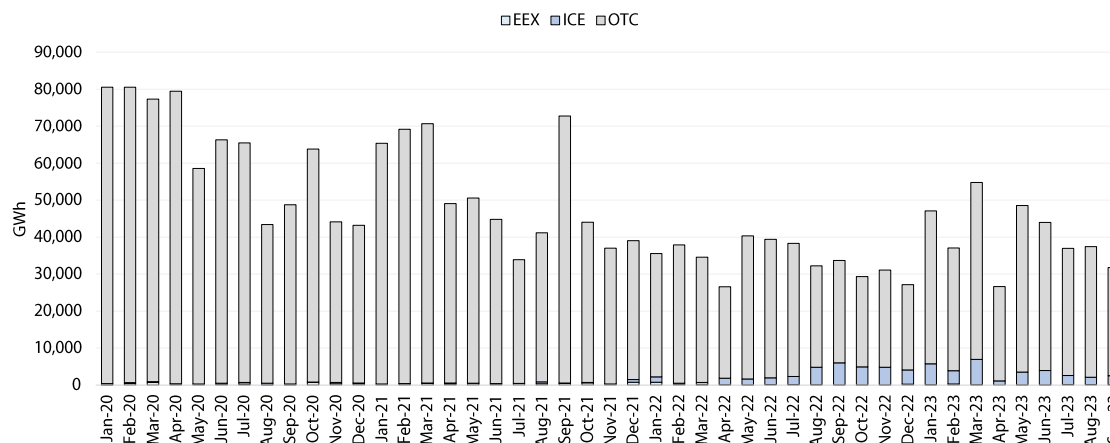
A *European Commodity Clearing* (ECC) é a contraparte central nos mercados operados pela EEX e a *ICE Clear Europe*, nos mercados operados pela ICE. A contraparte central realiza a liquidação das negociações e assume o risco de não pagamento pelos agentes.

A EEX também oferece no mercado da GBR, e em cooperação com a EPEX, um serviço chamado “*Future-to-spot*” (FTS), que consiste em um futuro de energia com entrega física, ou seja, um produto que associa o montante do contrato futuro em uma negociação no mercado do dia seguinte de forma automática. Quando um agente opta por esse produto, basicamente a EPEX considera nos seus leilões diários a posição respectiva do participante em um futuro de energia da EEX. O FTS é um produto casado: ao mesmo tempo em que o agente adquire um contrato financeiro, o operador de mercado se incumbe de submeter as negociações associadas no mercado do dia seguinte. Assim, o agente consegue se proteger da variação dos preços, ao mesmo tempo que negocia energia no mercado spot para cobrir sua demanda.

Os gráficos a seguir ilustram os volumes negociados nos mercados futuros da GBR, através das plataformas organizadas (EEX e ICE) e do mercado de balcão OTC. Evidencia-se a importância do mercado OTC, que representa historicamente mais de 90% dos volumes mensais negociados no

mercado futuro, as pequenas quantidades negociadas na plataforma EEX (menos de 1% do total negociado), bem como o recente crescimento do mercado organizado da ICE.

Figura 67: Volumes negociados no mercado futuro na Grã-Bretanha. Fonte: elaboração própria com base nos dados de [96], [98].



LEILÕES DE CONTRATOS POR DIFERENÇAS (CFD)

Os leilões de Contratos por Diferença (CfDs) consistem no principal instrumento do governo para incentivar o desenvolvimento de geração de eletricidade de baixo carbono na Grã-Bretanha. O mecanismo permite uma maior previsibilidade e estabilidade de receitas aos recursos geradores, reduzindo sua exposição aos preços voláteis no mercado atacadista, ao mesmo tempo que protege os consumidores de pagarem custos de subsídios mais altos quando os preços da eletricidade também estão altos.

A parte geradora de um CfD recebe a diferença entre o *strike price* (preço de energia que reflete o custo de investimento de uma tecnologia de baixo carbono específica) e o preço de referência (preço médio de eletricidade no mercado da GBR), quando o preço de mercado está abaixo do *strike price*. No entanto, quando o preço de mercado está acima do *strike price*, o gerador deve pagar essa diferença (os CfDs na GBR são “bidirecionais”).

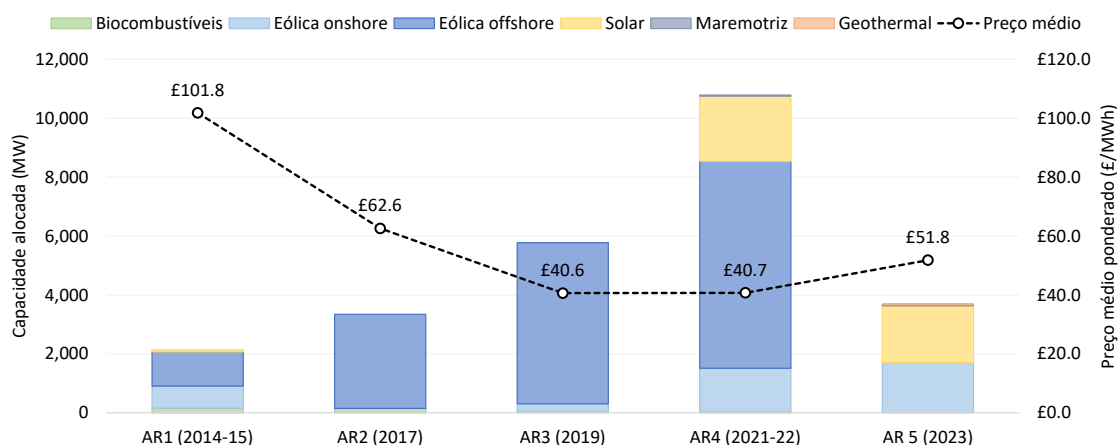
Desenvolvedores de projetos renováveis celebram um contrato de direito privado com a *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), uma empresa estatal. Os desenvolvedores recebem uma tarifa fixa (indexada) pela eletricidade que produzem durante um período de 15 anos.

Desde sua implementação em 2014, 5 rodadas de alocação foram realizadas, permitindo a contratação de mais de 25 GW de nova capacidade de geração de baixo carbono além da redução de cerca de 60% do médio ponderado do leilão entre a primeira rodada em 2014-2015 e a quarta em 2021-2022:

- CfD round 1 (AR1): realizado entre out/2014 e mar/2015, contratou 2.139 MW de capacidade (eólica onshore, offshore, solar e biocombustíveis) ao preço médio de 101,8 GBP/MWh.
- CfD round 2 (AR2): realizado entre mar/2017 e set/2017, contratou 3.346 MW de capacidade (eólica offshore e biocombustíveis) ao preço médio de 62,6 GBP/MWh.
- CfD round 3 (AR3): realizado entre mai/2019 e set/2019, contratou 5.775 MW de capacidade (eólica onshore, offshore e biocombustíveis) ao preço médio de 40,6 GBP/MWh.

- CfD round 4 (AR4): realizado entre dez/2021 e jul/2022, contratou 10.792 MW de capacidade (eólica onshore, offshore, solar, biocombustíveis e energia maremotriz) ao preço médio de 40,7 GBP/MWh.
- CfD round 5 (AR5): realizado entre mar/2023 e set/2022, contratou 3.697 MW de capacidade (eólica onshore, solar, energia maremotriz e geotérmica) ao preço médio de 51,8 GBP/MWh.

Figura 68: Resultado dos leilões de CfD na Grã-Bretanha.



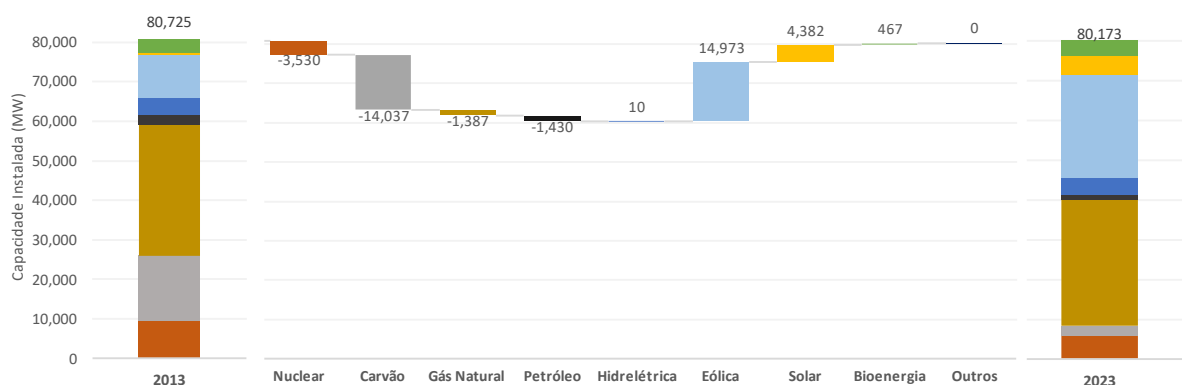
5.6.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada da GBR mudou consideravelmente na última década, com destaque para a grande entrada de fontes renováveis, principalmente eólica, e o descomissionamento de usinas a carvão e nucleares. Em 2013, o sistema contava com 80,7 GW de capacidade instalada (grandes geradores), dentre os quais 65% eram provenientes de usinas térmicas (gás natural, carvão e combustíveis líquidos), 14% de renováveis não convencionais (eólica e solar), 12% de nucleares, 5% de hidrelétricas (incluindo reversíveis) e 4% de biomassa. Entre 2013 e 2023, entraram em operação 15,0 GW de eólicas e 4,4 GW de solares, enquanto saíram do sistema cerca de 3,5 GW de nucleares e 14,0 GW de térmicas a carvão. Em agosto de 2023, o sistema contava com 80,2 GW de capacidade instalada, dentre os quais 44% eram provenientes de usinas térmicas (gás natural, carvão e combustíveis líquidos), 38% de renováveis não convencionais (eólica e solar), 7% de nucleares, 5% de hidrelétricas (incluindo reversíveis) e 5% de biomassa.

Em meados da década de 2010, as renováveis começaram a ser o foco dos investimentos na região, o que foi impulsionado principalmente por subsídios do governo, como por exemplo, a *Feed-in Tariff*, Obrigação Renovável (programa criado no início da década de 2000 impondo uma obrigação mínima de renovável para fornecedores, mas que já não é válido para nova capacidade de geração desde 2017) e o mecanismo de Contratos por Diferença (CfDs), além da rápida redução nos custos de investimento das tecnologias.

Figura 69: Evolução da capacidade instalada na Grã-Bretanha entre 2013 e 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados de [4].



5.7. NOVA ZELÂNDIA

5.7.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PRODUTOS CONFIABILIDADE

A Nova Zelândia se caracteriza como um mercado *energy-only*, o que significa que não existe um produto associado a confiabilidade do sistema. Confiar-se que os sinais de preço são suficientes para estimular a expansão apropriada do sistema.

CERTIFICADO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

O Sistema de Certificado Energético da Nova Zelândia (NZECS) foi estabelecido em 2018 visando estimular investimentos em energias renováveis. O NZECS permite que os geradores de eletricidade emitam um "certificado" para cada unidade de energia produzida. Este certificado mostra a tecnologia, momento e local da geração, além das emissões associadas à produção de eletricidade certificada.

O NZECS permite a comercialização de certificados entre os agentes produtores e comercializadores, que podem revender esses certificados aos consumidores finais. Através da compra de um certificado, o consumidor "reserva" aquela unidade de geração como sua, garantindo que seu consumo foi atendido por fontes de geração renovável. A NZECS adere aos padrões de certificação internacionais e foi criada diante da demanda de consumidores em adquirir eletricidade 100% renovável. No entanto, é um mercado totalmente voluntário, não havendo obrigação de compra. [99]

CRÉDITOS DE CARBONO

O Esquema de Comércio de Emissões da Nova Zelândia (NZ-ETS) estabelece limites de emissões para os diferentes setores do país. Cada participante é obrigado a medir e reportar as suas emissões de gases de efeito estufa e entregar uma NZU (*New Zealand unit*, unidade criada pelo governo neozelandês equivalente a um crédito de carbono) ao Governo por cada tonelada de emissões que emitem.

Existe uma limitação ao número de NZUs disponíveis para comercialização. O Governo define e reduz o número de unidades fornecidas ao esquema ao longo do tempo, limitando a quantidade que os participantes podem emitir, em linha com as metas de redução de emissões da Nova Zelândia. Todos os

setores da economia da Nova Zelândia, exceto a agricultura, devem participar compulsoriamente do esquema NZ-ETS, pagando pelas suas emissões através das obrigações de entrega estabelecidas. [100], [101]

5.7.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

O mercado neozelandês conta com três mecanismos para se proteger da volatilidade dos preços de energia: (i) os Direitos Financeiros de Transmissão, como forma de proteção contra a diferença de preços entre diferentes nós [102], (ii) a negociação de contratos bilaterais entre agentes, e (iii) a negociação de derivativos do mercado futuro de eletricidade, negociados na Bolsa de Valores.

CONTRATOS BILATERAIS

Os contratos de balcão (OTC) são o meio pelo qual os compradores negociam diretamente com os vendedores para chegar a um acordo sobre um preço. Esses contratos bilaterais podem ser customizados e oferecem flexibilidade para ambas as partes.

Alguns tipos de contratos comumente utilizados são contratos por diferença, de volume e preço fixos, de volume variável e preço fixo, entre outros. Na Nova Zelândia, o modelo mais utilizado são os contratos por diferença, que são liquidados todos os meses com base nas diferenças entre os preços spot e o preço contratual. Os contratos OTC podem ser liquidados diretamente entre as partes ou registrados com o *clearing manager* e liquidados simultaneamente às transações do mercado atacadista.

Todos os participantes do mercado OTC são incentivados a assinar um Código de Conduta voluntário. Ao aderir ao Código de Conduta voluntário, os signatários comprometem-se com uma série de princípios e comportamentos subjacentes ao participarem no mercado OTC. O Código de Conduta foi desenvolvido em 2023 por um grupo de trabalho da indústria para apoiar um mercado OTC eficiente e competitivo que atenda aos interesses de longo prazo dos consumidores de eletricidade da Nova Zelândia. A Autoridade de Eletricidade vem trabalhando com os membros do grupo para desenvolver mecanismos de monitoramento adequados para estabelecer a confiança de que todos os signatários estão cumprindo os compromissos assumidos entre si.

DERIVATIVOS NEGOCIADOS EM BOLSA

Existe ainda um mercado futuro de eletricidade com negociações na bolsa de valores. Nesse mercado, os geradores e compradores podem celebrar contratos de cobertura financeira com outros participantes para gerir o risco de movimentos futuros de preços no mercado spot. O mercado de hedge é uma parte fundamental do mercado atacadista neozelandês, fornecendo sinais de preços robustos e permitindo aos participantes gerir a sua exposição às flutuações do mercado spot.

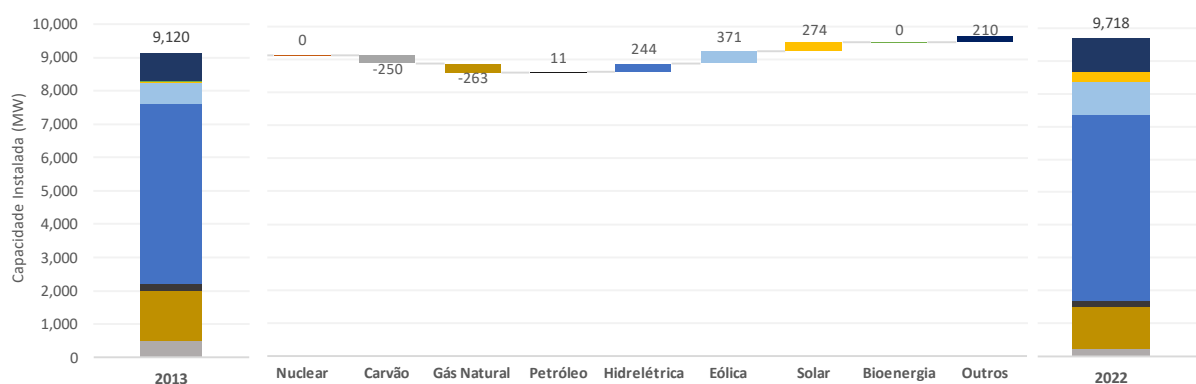
A plataforma de câmbio aprovada para negociação de contratos futuros de eletricidade na Nova Zelândia é o mercado futuro de eletricidade ASX. Os produtos negociados na Australian Securities Exchange (ASX) são contratos padronizados estruturados como base na diferença de preço entre dois nós de referência da rede - Ōtāhuhu na Ilha do Norte e Benmore na Ilha do Sul. Os hedges do mercado futuro de eletricidade são sempre liquidados diretamente com a ASX. [102]

5.7.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

A capacidade instalada do sistema neozelandês passou por pouquíssimas alterações ao longo da última década, com uma variação líquida de apenas 600 MW entre 2013 e 2022, e pequena mudança no mix energético. Ao longo da década, foram aposentados cerca de 513 MW de térmicas a carvão e a gás natural, e adicionaram-se cerca de 1.110 MW de nova capacidade, em sua maioria provenientes de fontes renováveis. Ao final de 2022, o sistema contava com pouco mais 9,7 GW de capacidade instalada, composta majoritariamente por recursos renováveis: centrais hidrelétricas somam 58% dessa, parques eólicos representam 10% do total, e usinas solares correspondem a 3%. Além disso, ativos geotérmicos somam aproximadamente 11% do potencial de geração do sistema. Dentre os ativos térmicos, se destacam as usinas a gás natural (13%) – centrais a carvão e a combustíveis líquidos somam cerca de 5%.

Figura 70: Evolução da capacidade instalada na Nova Zelândia entre 2013 e 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados de [103].



A expansão da capacidade instalada nessa última década é fruto de decisões privadas de investimento de diferentes agentes e de programas de incentivo a geração renovável.

5.8. CALIFÓRNIA (CAISO)

5.8.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PROGRAMA DE RESOURCE ADEQUACY (RA)

A sistema da Califórnia não possui propriamente um produto confiabilidade, transacionado no mercado. No entanto, a fim de garantir a confiabilidade do sistema, a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (CPUC) adotou em 2004 uma estrutura de política de Adequação de Recursos (em inglês, *Resource Adequacy*, RA). O mecanismo RA estabelece obrigações de contratação aplicável a todas as entidades de serviço de carga (*load serving entities* ou LSEs)⁴⁴, visando garantir que haja capacidade e reserva suficientes para que o operador do sistema seja capaz de atender a demanda [104], [105].

⁴⁴ As LSEs são empresas (a) comercializadoras que vendem eletricidade a usuários finais, ou (b) que geram eletricidade em um local e consomem em outro (não inclui cogeração).

Existem três tipos de requisitos de adequação:

- **Sistêmico:** cada LSE tem como obrigação de contratação a previsão de demanda de ponta ajustada por uma margem de reserva de planejamento, atualmente definida em 16%.
- **Local:** cada LSE tem como obrigação de contratação a capacidade necessária para satisfazer a demanda caso ocorra uma emergência na rede de transmissão local (atualmente, calculada como uma contingência N-1-1).
- **Flexível:** cada LSE tem como obrigação de contratação capacidade flexível suficiente para atender à maior rampa de carga líquida de três horas esperada para cada mês.

Os requisitos são checados com periodicidade anual e mensal. Na checagem anual, as LSEs devem comprovar suas obrigações (sistêmica, local e flexível) para o ano seguinte. Cada LSE deve demonstrar que adquiriu pelo menos 90% das suas obrigações sistêmicas para os cinco meses de verão do próximo ano de conformidade. A obrigação local deve ser comprovada para os três anos seguintes: deve cumprir 100% das obrigações do primeiro ano, e 50% do segundo e terceiro anos. Finalmente, deve comprovar que cumpre 90% da sua obrigação de RA Flexível durante todos os doze meses do ano seguinte.

Na checagem mensal, as LSEs devem demonstrar que adquiriram 100% de suas obrigações mensais sistêmicas e flexível. Além disso, mensalmente, de julho a dezembro, as LSEs devem demonstrar que cumpriram sua obrigação local revisada (devido à migração de carga)⁴⁵ [106].

Ainda assim, se a demanda realizada for substancialmente superior à demanda prevista, especialmente durante ondas de calor extremas, é possível que os requerimentos estabelecidos na RA não sejam suficientes para garantir a confiabilidade do sistema – como visto nos destaques do histórico na seção 3.8.4. Além disso, a Califórnia depende historicamente de importações de outros estados para atender a demanda local, o que se torna ainda mais crítico nesses eventos.

CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL

O sistema californiano conta com um mercado de certificados de energia renovável (REC), que é supervisionado pelo *Western Renewable Energy Generation Information System* (WREGIS). WREGIS é um sistema de rastreamento independente baseado na web para certificados de energia renovável (REC) que cobre o território da Interconexão Ocidental dos Estados Unidos da América. Esse sistema rastreia a geração de energia renovável no sistema e cria certificados WREGIS para cada REC gerado. Os certificados WREGIS (ou RECs) são usados para demonstrar conformidade com as políticas estaduais. [107], [108]

A demanda pelos RECs é majoritariamente impulsionada pelo programa de portfólio padrão renovável (em inglês, *Renewable Portfolio Standards*, RPS). O RPS da Califórnia foi estabelecido em 2002 com o objetivo de incentivar o desenvolvimento de tecnologias renováveis no estado. O programa estabelece

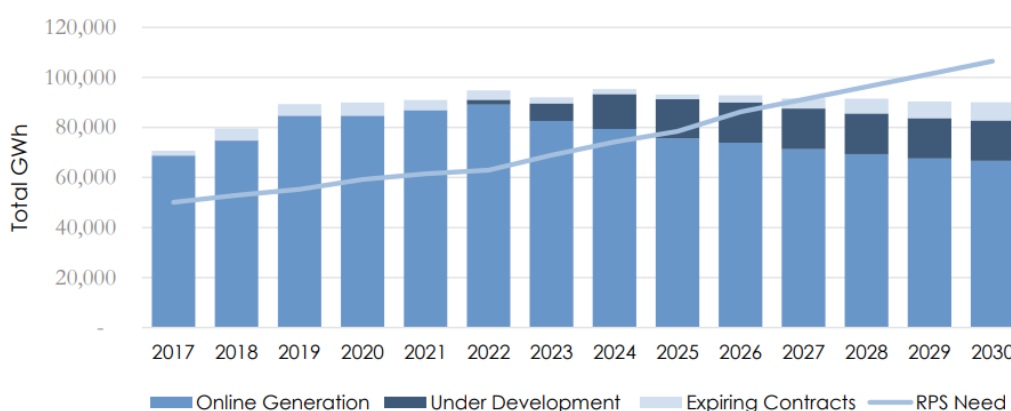
⁴⁵ As LSEs nas áreas de distribuição local SCE e PGE não são mais obrigadas a demonstrar 100% de conformidade com o RA local, uma vez que a Entidade Central de Aquisições assume a responsabilidade nessas áreas a partir de 2023.

requisitos crescentes de aquisição de energia renovável para as entidades de serviço de carga. As entidades de serviço de carga da Califórnia são obrigadas a adquirir eletricidade a partir de recursos renováveis elegíveis para cumprir os seguintes objetivos progressivos:

- 33% até o final de 2020 (meta já cumprida)
- 44% até o final de 2024
- 52% até o final de 2027
- 60% até o final de 2030

Até então, os requerimentos estabelecidos vêm sendo superados e os investimentos indicam que a meta de 2027 será cumprida, conforme o gráfico a seguir.

Figura 71: Requisitos de RPS e progresso da contratação renovável dos comercializadores na Califórnia. Fonte: [109].



5.8.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

Contratos bilaterais podem ser usados pelos agentes como forma de proteção à volatilidade dos preços do mercado spot de energia. Na Califórnia, o programa de Adequação de Recursos (RA), descrito na seção 5.8.1 cria a obrigação de celebração de contratos de compromisso futuro de capacidade entre a entidades de carga (demanda) e os geradores. As entidades de carga devem contratar capacidade suficiente para atender sua demanda de ponta mais uma margem de reserva.

As condições do contrato são negociadas livremente entre as partes e os dados contratuais detalhados são privados. Alguns dados gerais, como preço médio de contratação, são divulgados nos relatórios anuais do programa de Adequação de Recursos. Além disso, os contratos precisam incluir uma cláusula de "obrigação de oferta no mercado", que exige que os geradores apresentem ofertas e estejam disponíveis para o despacho.

As entidades de carga devem demonstrar à CPUC e ao CAISO que contrataram capacidade de acordo com seus requerimentos. Os geradores também devem apresentar ao CAISO que tem capacidade suficiente para suprir os contratos estabelecidos. Os documentos de demonstração são enviados através de uma ferramenta do CAISO denominada CIRA (*Customer Interface for Resource Adequacy*).

MERCADO DE DERIVATIVOS

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados para o CAISO, seja através de um mercado organizado gerenciado por bolsas como ICE (Intercontinental Exchange), CME group e Nodal Exchange (do grupo europeu EEX), ou através do mercado de balcão (*over-the-counter*, OTC), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

Para os contratos firmados no mercado de balcão OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados (índice, tick etc.). Assim, o participante precisa apenas escolher o contrato que irá negociar, a respectiva quantidade e o preço.

No CAISO, há dezenas de produtos associados a eletricidade, tanto para o mercado do dia seguinte como para o mercado em tempo real, e em diversos formatos. Como exemplo, as características de um dos produtos do ICE e um do CME Group estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 31: Produtos oferecidos no mercado futuro do CAISO. Fontes: [110], [111].

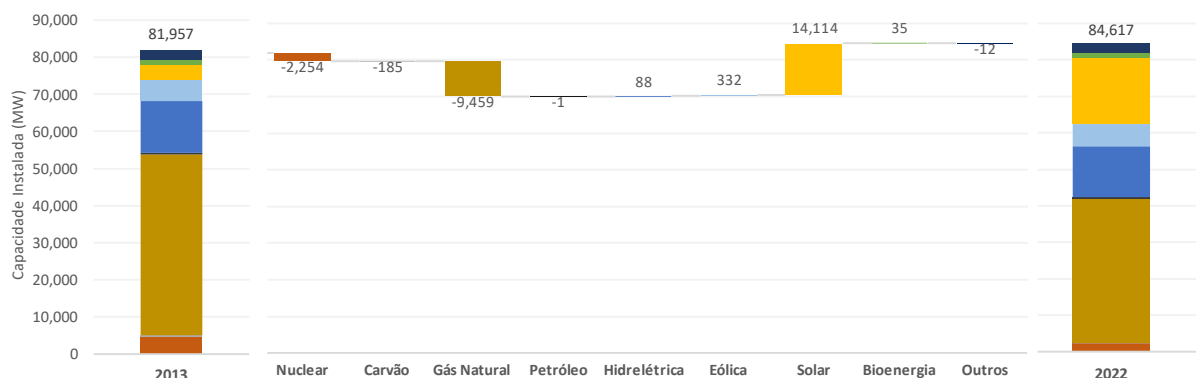
Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
ICE	CAISO SP-15 Day-Ahead Peak Fixed Price Future	<u>Peak</u> : 07h às 22h, segunda a sábado <u>Off-peak</u> : 23h às 06h de segunda a sábado, e domingo	1 MW	Mensal. Contratos de até 110 meses consecutivos.	0,01 USD/MWh
CME Group	CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Future	<u>Peak</u> : 07h às 22h, segunda a sábado <u>Off-peak</u> : 23h às 06h de segunda a sábado, e domingo	5 MW	Mensal. Contratos mensais para o ano corrente e os próximos 5 anos.	0,01 USD/MWh

5.8.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

A capacidade instalada do sistema californiano mudou pouco na última década, passando de aproximadamente 82 GW em 2013 para cerca de 84,6 GW em 2022. No entanto, é possível notar uma mudança significativa no mix de geração. Foram retirados do sistema quase 12 GW de capacidade de geração térmica, em sua maioria usinas a gás natural e ativos nucleares, ao mesmo tempo em que se adicionaram mais de 14 GW de potencial de geração solar. Assim, as tecnologias renováveis ganharam grande importância na operação do sistema. Ao final de 2022, o sistema californiano contava com pouco mais de 84,6 GW de capacidade instalada, sendo 47% provenientes de térmicas a gás natural, 21% de usinas solares, 17% de hidrelétricas e 7% de parques eólicos – as demais tecnologias somam os 8% restantes.

Figura 72: Evolução da capacidade instalada na Califórnia entre 2013 e 2022.

Fonte: Elaboração própria com dados de [6].



A expansão da capacidade instalada dessa última década resulta majoritariamente de decisões privadas de investimento de diferentes agentes, direcionadas pelos requisitos do mecanismo de Adequação de Recursos e de consumo de fontes renováveis.

5.9. PJM

5.9.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

RELIABILITY PRICING MODEL

No PJM existem dois mecanismos de capacidade, que buscam prover os incentivos de longo-prazo para assegurar investimentos na capacidade de geração. São eles (1) o Reliability Pricing Model (RPM) e (2) o Fixed Resource Requirement (FRR). A participação dos recursos de geração é obrigatória.

Qualquer gerador que assumiu obrigações de capacidade no PJM (RPM ou FRR) deve submeter ofertas no mercado do Dia Seguinte, usualmente para sua capacidade total⁴⁶. Estes geradores devem também informar sua disponibilidade para sete dias à frente. Os demais geradores, aqueles sem compromissos de capacidade, podem optar por ofertar, ou não, no mercado do Dia Seguinte [74].

É uma estrutura composta por múltiplos leilões com o objetivo de adquirir capacidade para um horizonte de até três anos à frente. Os diferentes leilões são:

- Leilão Base (“Base Residual Auction”): realizado durante o mês de maio, três anos antes do início do ano de entrega.
- Leilões Incrementais (“Incremental Auctions”): ao menos três leilões incrementais são conduzidos após o leilão base para realizar correções (aumentar a contratação, diminuir a contratação ou repor recursos de capacidade) que se mostrem necessárias em datas mais próximas ao ano de entrega.

⁴⁶ Nos casos em que está indisponível ou se auto-despachou, o gerador poderá submeter ofertas com diferentes montantes.

- Leilão Incremental Condicional (“Conditional Incremental Auction”): pode ser realizado, por exemplo, caso um importante projeto de transmissão atrase e seja necessário contratar mais capacidade para alguma localidade em decorrência deste atraso.

Os custos de contratação dos projetos associados a estes leilões são recuperados por meio de um encargo (o chamado Locational Reliability Charge), cobrado dos diferentes comercializadores varejistas – que os repassam aos consumidores. Em geral, a participação dos recursos de geração nestes leilões é obrigatória; a exceção é quando o gerador compromete sua capacidade em acordos bilaterais, através do FRR. Portanto, os recursos de geração devem participar em algum dos dois mecanismos.

FIXED RESOURCE REQUIREMENT

É uma alternativa que permite aos comercializadores varejistas (supridores) adquirirem capacidade por conta própria, desvinculando-se dos custos associados à contratação feita pelo PJM no RPM.

Os varejistas devem submeter um plano para atingir os requisitos de capacidade com recursos alternativos àqueles contratados no programa RPM. Neste plano o supridor deve, por exemplo, identificar como irá atender os requisitos de capacidade em sua área de atuação, inclusive considerando projeções de crescimento de sua demanda atendida. Isto permite que os varejistas, sujeitos a algumas condições, evitem os custos dos encargos associados aos leilões do RPM, utilizados para financiar os pagamentos de capacidade dos recursos contratados pelo PJM.

Do mesmo modo, os geradores que comprometem sua capacidade com esta alternativa, ao invés do programa RPM, não receberão pagamentos por capacidade oriundos do RPM. Qualquer gerador que assumiu obrigações de capacidade deve submeter ofertas no mercado do Dia Seguinte.

Por fim, a parcela de requisitos de capacidade atendida através do FRR será deduzida dos montantes a serem adquiridos, pelo PJM, via leilões. O mercado bilateral é facilitado através do sistema Capacity Exchange, do próprio PJM. Aquela capacidade adquirida através do mercado bilateral não pode ser comprometida ou mesmo renegociada nos leilões RPM.

INCENTIVOS A ENERGIA LIMPA

O PJM não possui uma política única para incentivo às fontes de energia limpa ou para a precificação de carbono. Tais políticas são adotadas de forma independente e descoordenada entre os diferentes estados que fazem parte do PJM. Para tanto, se destacam o Renewable Portfolio Standard (RPS), uma política de incentivo à adoção de energias renováveis, vigente em dez⁴⁷ das quatorze jurisdições que compõem o PJM e o Regional Greenhouse Gas Initiative, um mecanismo regulado para comércio de

⁴⁷ Ao fim de 2022, os estados de Delaware, Illinois, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Virgínia e o Distrito de Columbia possuíam requisitos legais, associados a penalidades por não cumprimento. O estado de Indiana possuía requisitos voluntários, sem penalidades associadas. Os demais estados (Kentucky, Tennessee e Virgínia Ocidental) não possuíam requisitos.

emissões de carbono presente em onze estados dos Estados Unidos, dos quais quatro⁴⁸ fazem parte do PJM [7], [112].

Em ambos os casos, os mercados operados pelo PJM não são diretamente associados ao funcionamento dos mecanismos em questão, porém seus resultados e as próprias decisões de investimento (tomadas por agentes de mercado) são influenciados pelos mesmos. Por exemplo, as ofertas para geração de energia feitas por geradores renováveis são influenciadas pelo preço dos certificados que estes podem vender, bem como os custos da geração termoeletrica crescem à medida que os preços das permissões de emissões negociadas no RGGI aumentam.

Renewable Portfolio Standard é uma legislação que obriga um percentual da demanda por energia elétrica seja atendida por fontes de geração elegíveis – usualmente, fontes de geração renovável, porém outras fontes podem ser consideradas elegíveis pelas regulamentações específicas de cada estado. Cada estado também possui autonomia para determinar o percentual de energia que deve ser atendido e sobre qual o nível de informação sobre o mecanismo deve ser público (custos, negociações etc.).

A obrigação, passível de multas em caso de não cumprimento, recai principalmente sobre os comercializadores varejistas, que podem geralmente cumprir com os requisitos de duas maneiras: podem utilizar os seus próprios recursos de geração classificados como tecnologias elegíveis para produzir energia ou podem adquirir créditos de energia renovável (Renewable Energy Certificates, RECs) que representam uma quantidade conhecida de energia produzida com tecnologias elegíveis por outros participantes do mercado, podendo ser de outras jurisdições.

Regional Greenhouse Gas Initiative foi o primeiro sistema de comércio de emissões (*cap-and-trade*) obrigatório nos Estados Unidos, cobrindo as emissões do setor de energia elétrica de onze estados. O sistema começou a operar em 2009 com 10 estados – a adesão ao programa é uma decisão individual de cada estado. O seu desenvolvimento baseou-se em um regramento comum, a partir do qual cada estado estabeleceu programas de metas individuais de redução das emissões locais.

5.9.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS COM ENTREGA FÍSICA

No PJM, a demanda é atendida por uma combinação de autoabastecimento (*"self-supply"*), contratos bilaterais e compras no mercado spot. Do ponto de vista de um comercializador varejista (um supridor), a demanda que representa pode ser atendida⁴⁹ por qualquer combinação de sua própria geração, compras líquidas no mercado bilateral e compras líquidas no mercado spot.

⁴⁸ Delaware, Maryland, Nova Jersey e Virgínia são os únicos estados do PJM que participam do RGGI. A Pensilvânia está em processo de admissão, o que foi aprovado em 2022, mas posteriormente revertido judicialmente.

⁴⁹ Além atender diretamente a carga, varejistas também podem transferir esta responsabilidade para outras partes por meio de transações *"InSchedule"* – comumente conhecidas por *"wholesale load responsibility"* (WLR) e *"retail load responsibility"* (RLR).

Um elemento central do PJM são os acordos entre concessionárias que possuem geração e carga em uma área geográfica específica, o que resulta em parte significativa da demanda sendo atendida por negociações feitas além dos mercados organizados – via contratos bilaterais ou por autoabastecimento.

Como são contratos bilaterais, não há muitas informações públicas disponíveis sobre os mesmos, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Entretanto, os relatórios anuais de monitoramento do mercado trazem informações relacionadas ao percentual da demanda atendida por cada modalidade. Os tipos de contrato de energia utilizados no mercado do PJM são⁵⁰:

- Autoabastecimento ("*self-supply*"): a empresa atende sua demanda com sua própria geração, o que representou 59,6% de todo o consumo em 2020. Com isto, é feita a autoprogramação ("*self scheduling*", ver seção 4.9.3) de uma proporção significativa da produção (57,8% em 2020).⁵¹
- Contratos bilaterais: a empresa atende sua demanda por meio da aquisição de energia de outras empresas, via contratos bilaterais. Corresponderam a 15,3% do consumo em 2020.
- Mercado spot: a empresa atende sua demanda através da energia adquirida pelo mercado do Dia Seguinte, operado pelo PJM. Em 2020, representou 25,1% do consumo.

CONTRATOS FINANCEIROS

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados para o PJM, seja através de um mercado organizado gerenciado por bolsas como ICE (Intercontinental Exchange) e Nodal Exchange (do grupo europeu EEX), ou através do mercado de balcão (*over-the-counter*, OTC), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

Para o PJM, o ICE é o principal mercado para negociação de derivativos, oferecendo produtos associados aos mercados Dia Seguinte e Tempo Real, em vários formatos. Dezenas de produtos associados ao mercado operador pelo PJM são disponíveis; a título de exemplo, as características de dois destes produtos estão descritas na tabela a seguir.

⁵⁰ Os dados mais recentes disponibilizados pelo monitor de mercado vão até o ano de 2020.

⁵¹ A razão pela qual o percentual de autoabastecimento difere do percentual de autoprogramação é que alguma capacidade ainda pode possuir obrigações de ofertar no mercado do Dia Seguinte, se possuir compromissos de capacidade.

Tabela 32: Produtos oferecidos nos mercados organizados. Fontes: [113], [114].

Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
ICE	Weekly Average Price on PJM Western Hub Real-Time Peak Fixed Price Future (financeiro)	08h às 23h, para todos os dias	800 MWh vezes o número de dias úteis na semana	Semanal	0,01 EUR/MWh
Nodal Exchange	PJM AEP Monthly Day Ahead On-Peak Power Contract (financeiro)	08h às 23h, para todos os dias	Varia pelo número de horas de pico (1 MW por hora)	Mensal	0,01 EUR/MWh

As principais vantagens da negociação residem na utilização de contratos padronizados (índice, tick etc.), com virtualmente nenhum risco de contraparte, e com informações transparentes e críveis de preços. Há, no entanto, custos associados, como as taxas, exigência de colateral e chamadas de margem.

Para os contratos firmados no mercado OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados. Os contratos nos mercados organizados (principalmente contratos futuros, porém também são negociados opções e *swaps*) são usualmente estruturados como contratos por diferenças e utilizam como índice o preço médio diário do mercado do Dia Seguinte e Tempo Real, o que cria a ligação entre os mercados físico e financeiro.

MITIGAÇÃO DO RISCO DE CONTRAPARTE

São quatro os critérios para participação nos mercados administrados pelo PJM: (1) elegibilidade; (2) política de riscos; (3) acordo de responsabilidade e (4) capitalização.

1. Elegibilidade - Para ser elegível a participar do PJM, o agente deve comprovar atender ao menos um dos critérios a seguir:

- Ser entidade que atua na geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, além da prestação de serviços de energia elétrica necessários para apoiar a operação confiável do sistema de transmissão;
- Ser classificado como *"Appropriate person"* ou *"Eligible contract participant"*, pela definição da regulamentação financeira *Commodity Exchange Act* (de forma geral, organizações com patrimônio líquido superior a USD 1 milhão, ou ativos que superem USD 5 milhões; usualmente são instituições financeiras, bancos etc.);
- Ter uma garantia emitida por um terceiro que seja classificado como *"Appropriate person"* e que possua ao menos um patrimônio líquido superior a USD 1 milhão ou ativos que superem USD 5 milhões, por participante do PJM para o qual este terceiro oferece garantias.

d) Prover letras de crédito ou carta fiança no valor de ao menos USD 5 milhões, valor que o participante garanta ser separado e que não será utilizado para cumprir seus requisitos de crédito durante as liquidações dos mercados administrados pelo PJM.

2. Política de riscos - Todos os participantes devem manter atualizadas suas políticas, procedimentos e controles de gerenciamento de risco aplicáveis à sua atividade nos mercados administrados pelo PJM. O participante deve enviar uma cópia destes documentos ao PJM.

Durante a aplicação do participante, é obrigatória a submissão destas políticas para a revisão do PJM – sob um custo de USD 1.500. Após aprovada a participação do agente, o PJM pode requisitar os documentos referentes às políticas de riscos a qualquer momento, tendo o participante um prazo de 14 dias para envio dos documentos atualizados. Caso as políticas sejam substancialmente diferentes daquelas aprovadas na aplicação do membro, um novo processo de revisão pode ser necessário.

3. Acordo de responsabilidade - Todos os participantes devem firmar com o PJM, até 30 de abril de cada ano, um acordo que ateste as condições exigidas para a continuação da sua atividade nos mercados administrados pelo PJM (sob pena de suspensão). Os candidatos a participante devem firmar tal acordo antes de iniciar suas atividades.

4. Capitalização - Todos os participantes devem comprovar possuir capitalização mínima, por meio de patrimônio líquido ou bens tangíveis. Os montantes variam por atividade:

a) Todo participante deve ter patrimônio líquido superior a USD 500 mil ou bens tangíveis superiores a USD 5 milhões.

b) Aqueles participantes que negociam direitos de transmissão devem ter patrimônio líquido superior a USD 1 milhão ou bens tangíveis superiores a USD 10 milhões.

A demonstração deve ser através de balanços auditados ou por garantias emitidas por empresas afiliadas ao PJM que satisfaçam os requisitos de patrimônio ou bens tangíveis.

Caso um agente não satisfaça os critérios de crédito acima, ainda pode ser elegível a participar nos mercados administrados pelo PJM ao postar colateral adicional, que será retido e não poderá ser utilizado para cumprir necessidades de crédito do participante, cujos valores variam por atividade:

- Se o participante negocia direitos de transmissão, qualquer colateral postado terá uma parcela retida, calculada por análises de risco feitas pelo PJM.
- Se o participante negocia ofertas virtuais, serão retidos USD 200 mil mais 10% de todo colateral postado.
- Para os demais participantes, serão retidos 10% de todo colateral postado.

Figura 73: Mecanismo de mitigação do risco de contraparte no PJM. Fonte: Elaboração própria.



COLATERAL E MARGEM

O PJM faz uma análise inicial de risco para cada Participante (e/ou seu fiador). Nesta análise são considerados requisitos mínimos de participação, notas de agências de crédito (Moody's e S&P/Fitch) e informações financeiras para determinar um nível de Crédito não segurado – aquele limite de atividade que o membro pode exercer, sem incorrer em chamadas de margem.

O crédito de cada Participante será definido como o menor entre: (a) um percentual do patrimônio líquido tangível; ou (b) um limite previamente definido, em dólares. Em ambos os casos, o limite é definido de acordo com o *rating* ou com a pontuação de risco do agente, calculada pelo PJM. A Tabela 33 mostra estes critérios e valores.

Ainda, se uma garantia corporativa é utilizada para estabelecer o Crédito não segurado de algum Participante, este crédito será limitado pelo menor valor entre: (i) o próprio valor da garantia; (ii) o Crédito não segurado calculado para o fiador; ou (iii) uma porção do Crédito não segurado calculado para o fiador, se este for fiador de mais de um Participante (neste caso, o montante de USD 50 milhões não deve ser ultrapassado para nenhum fiador).

Tabela 33: Crédito não segurado máximo de acordo com a rating no PJM. Fonte: elaboração própria.

Pontuação (análise do PJM)	Rating	% do patrimônio líquido tangível	Crédito não segurado máximo
1.00 – 1.99	1 - Muito baixo (AAA até AA-)	Até 10%	USD 50 mm
2.00 – 2.99	2 - Baixo (A+ até BBB+)	Até 8%	USD 42 mm
3.00 – 3.49	3 - Baixo a médio (BBB)	Até 6%	USD 33 mm
3.50 – 4.49	4 - Médio (BBB-)	Até 5%	USD 7 mm
4.50 – 5.49	5 - Médio a alto (BB+ até BB)	Nenhum	Nenhum
> 5.49	6 - Alto (BB- ou inferior)	Nenhum	Nenhum

É estabelecido um limite de crédito “útil” para cada Participante, equivalente a 75% do crédito de mercado disponível do Participante (considerando, por exemplo, o Crédito não segurado e eventual colateral postado pelo agente como parte dos critérios mínimos de participação).

São estabelecidos e monitorados dois principais níveis de requisitos de crédito:

1. Longo-prazo ("*Peak Market Activity*"): Estabelece o crédito que o Participante deve manter com o PJM. Para tanto, o PJM usa o histórico de atividades (montantes liquidados com o PJM) do Participante para estimar o potencial crédito que será necessário. O ano é dividido em dois semestres, de Abril a Setembro e de Outubro a Março e, em cada um destes períodos, o crédito do Participante com o PJM deve ser igual à atividade das três semanas consecutivas com maior atividade associada.
2. Curto-prazo ("*Total Current Exposure*"): Envolve a comparação dos compromissos assumidos pelo participante, por suas atividades nos diferentes mercados (isto é, sua exposição), com relação a seu limite de crédito. Se o limite é ultrapassado, há uma chamada de margem que deve ser cumprida em até 1 ou 2 dias úteis.

Há ainda alguns casos de exceção ao cálculo do crédito de longo-prazo:

- O primeiro caso é se o PJM entender que a atividade anterior não é mais uma medida razoável da atividade futura.
- O segundo caso é se o Participante firmar um acordo de pré-pagamento aceito pelo PJM.
- Por fim, os novos participantes. O PJM trabalha em conjunto com o entrante a fim de estimar um nível inicial de atividade, que então será a base para cálculo dos requisitos de crédito. Contudo, o PJM pede ao menos USD 50.000,00 de crédito para um novo participante até o que o mesmo apresente 12 meses de atividades consecutivas.

O PJM determina alguns tipos de garantia financeira que podem ser submetidos pelas contrapartes:

Tabela 34: Garantias financeiras no PJM. Fonte: Elaboração própria.

	Descrição	Limite
Garantias ("Guaranties")	<ul style="list-style-type: none"> • Fornecido por uma entidade fiadora • É utilizado para compor o Crédito não segurado • Segue um padrão do PJM 	<ul style="list-style-type: none"> • Valor nominal, decrescido de USD 500 mil e de adicionais 10% • Outros limites se aplicam a fiadores estrangeiros
Letra de crédito ("Letters of credit")	<ul style="list-style-type: none"> • Automaticamente renovável • Segue um padrão do PJM 	<ul style="list-style-type: none"> • Sem limites, sob o requisito de <i>rating</i> (A ou superior)
Depósito caução ("Surety bonds")	<ul style="list-style-type: none"> • Automaticamente renovável • Segue um padrão do PJM • Não é válido para direitos de transmissão 	<ul style="list-style-type: none"> • Requisito de <i>rating</i> para o emissor (A ou superior) • USD 10 milhões por contraparte por emissor • USD 50 milhões por emissor
Depósito em dinheiro ("Cash deposit")	<ul style="list-style-type: none"> • Depositado em conta designada pelo PJM • O Participante é remunerado pelos juros diários 	<ul style="list-style-type: none"> • Não há limite

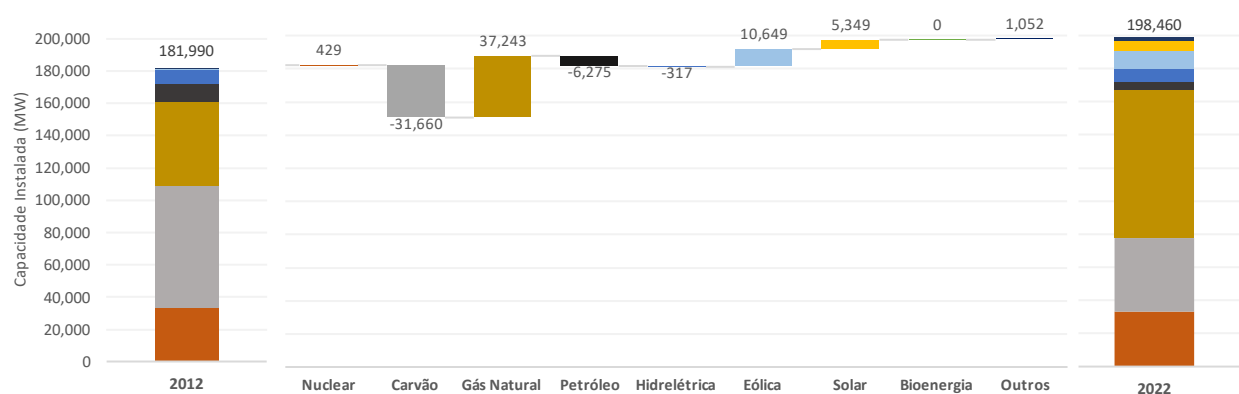
5.9.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

A expansão da capacidade instalada no PJM é um resultado das decisões privadas de investimento de diferentes agentes, direcionadas pelos incentivos obtidos através dos mercados mantidos pelo PJM. Apesar de existir um mercado de capacidade, ver seção 5.9.1, não há um mecanismo para contratação compulsória de capacidade de geração; o mecanismo de capacidade também não possui metas específicas por tecnologia. Em alguns estados, existem mecanismos para a precificação de carbono e para o incentivo à geração renovável, porém não é algo implementado de forma homogênea na área de atuação do PJM, ver seção 5.9.1.

A alteração no mix de capacidade instalada do PJM na última década é dada pela expansão das termoelétricas a gás natural, em substituição às termoelétricas a carvão. O mix é dominado por termoelétricas (a gás, carvão e nucleares) durante todo o período. A participação de hidroelétricas se mantém igual ao longo dos anos, enquanto as fontes eólica e solar estão ainda em adoção (em 2022, correspondiam a apenas 2% e 1% da capacidade total, respectivamente).

Entre 2013 e 2022, a expansão do parque gerador foi dominada pelo gás natural, que cresceu de 53 para 88 GW, substituindo as termoelétricas a carvão que foram descomissionadas no período – o carvão passou de 76 para 43 GW. Houve também a inserção de capacidade instalada renovável, especialmente das fontes solar (de 80 MW para 2,7 GW) e eólica (de 872 MW para 3,5 GW), porém os montantes ainda são pouco representativos no sistema.

Figura 74: Evolução da capacidade instalada no PJM entre 2012 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [7], [115].



5.10. TEXAS (ERCOT)

5.10.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

PRODUTO CONFIABILIDADE

O ERCOT, um mercado atacadista de energia que paga aos geradores pela energia que fornecem à rede, é o único mercado "energy-only" nos Estados Unidos, uma vez que outros mercados competitivos, como o PJM, geralmente pagam aos geradores por terem capacidade disponível em seus sistemas.

CRÉDITOS DE ENERGIA RENOVÁVEL (REC)

O estado do Texas criou no início da década de 2000 um programa de comercialização de créditos de energia renovável (*Renewable Energy Credits*, RECs) com objetivo de aumentar a capacidade instalada de geração renovável no estado de 880 MW na época para 2.880 MW até 2009. Em 2005, um projeto de lei aumentou a meta de capacidade renovável para 5.880 MW em 2015 e 10.000 MW em 2025, além de estabelecer que 500 MW desse total sejam provenientes de centrais não-eólicas (e.g., solar e biomassa).

Um REC consiste em um produto comercializável equivalente a 1 MWh de energia elétrica produzido por uma usina renovável (solar, eólica, geotérmica, hidrelétrica, ondas/marés, biomassa ou resíduos à base de biomassa). O ERCOT outorga os RECs aos geradores trimestralmente, com base na sua geração

realizada. Além disso, a vida útil de um REC é de 3 anos – isto é, o produto pode ser comercializado por um gerador e utilizado por um comercializador varejista para cumprir com os requerimentos de energia renovável até 3 anos após a sua emissão.

As regras do programa REC estipulam que: (i) todo comercializador varejista que opera no Texas possui um requisito anual de compra de certificados (chamado *Renewable Portfolio Standard*, RPS); (ii) os agentes proprietários de usinas de geração renovável são elegíveis para receber RECs (mediante certificação pela PUCT); e (iii) o programa permite a participação de qualquer agente que deseje negociar (comprar ou vender) RECs, mesmo não sendo um gerador ou comercializador varejista.

O cálculo do requerimentos sistêmicos de RECs (isto é, o somatório dos requisitos que devem ser cumpridos por todos os comercializadores varejistas de forma combinada), chamado *Statewide Renewable Portfolio Standard Requirement* (SRR), é feito anualmente com base na capacidade de geração renovável que se deseja atingir no ano (a *Annual Capacity Target*, ACT) e num fator de capacidade médio ponderado das usinas que integram o programa (isto é, na quantidade de energia produzida, em média, por cada MW instalado das usinas participantes), o chamado *Capacity Conversion Factor* (CCF). Posteriormente, o SRR é distribuído entre os comercializadores varejistas que operam no estado, proporcionalmente às suas respectivas vendas de energia no sistema.

Estes requerimentos podem ser atingidos através de RECs, outorgados a cada MWh gerado por uma usina renovável, ou através dos chamados *Compliance Premiums* (CP), que são produtos outorgados juntamente com os RECs, à energia produzida por tecnologias renováveis não-eólicas – os CPs são análogos a um “REC extra” concedido a estas centrais. Além disso, os varejistas deficitários em RECs estão sujeitos a uma multa, aplicada pela PUCT, de 50 USD/REC.

Atualmente, o programa conta com mais de 1.100 participantes, os quais incluem 379 geradores elegíveis para receber RECs, 218 comercializadoras atuantes no setor de varejo competitivo e 253 *traders* que operam apenas na compra e venda de certificados. Além disso, a capacidade instalada de projetos de geração renovável no estado (mais de 40 GW) já é significativamente superior à meta estabelecida para 2025 (de 10 GW – ou seja, mais de 4 vezes superior), o que gera uma grande sobre-oferta deste produto no mercado. Por conta disso, os RECs atualmente têm assumido preços bastante baixos, sendo negociados por valores um pouco superiores a 1 USD/REC.

5.10.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

Para atender a demanda de seus consumidores, comercializadores devem adquirir energia no mercado atacadista de eletricidade, seja através dos mercados organizados administrados pelo ERCOT, ou através de negociações bilaterais entre geradores e comercializadores que ocorrem por fora do mercado. Quando contratos bilaterais são firmados, estes devem ser informados ao ERCOT para que sejam considerados nas liquidações do mercado.

CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

No ERCOT, é comum que os participantes do mercado contratem a demanda prevista de eletricidade de seus consumidores de forma antecipada aos mercados do dia seguinte e em tempo real. Essas negociações ocorrem através de contratos bilaterais firmados entre comercializadores e geradores em um ambiente descentralizado e que ocorre por fora dos mercados administrados pelo ERCOT. As

condições e prazos desses contratos são negociados bilateralmente entre as partes e são confidenciais – por essa razão, não se conhece grande parte dos preços de energia praticados no mercado atacadista do ERCOT. Embora a participação no mercado de contratos bilaterais seja voluntária, as empresas geralmente buscam contratar de forma parcial ou total sua demanda prevista para se protegerem contra a volatilidade dos preços de energia nos mercados do dia seguinte e em tempo real do ERCOT.

As negociações resultantes dos contratos bilaterais devem ser informadas ao ERCOT através das Entidades de Agendamento Qualificadas (*Qualified Scheduling Entities, QSEs*), único agente que possui comunicação direta com o ERCOT no mercado. Esse agente pode representar geradores e comercializadores ou possuir seus próprios recursos de geração/demanda, e é responsável não só por informar os contratos bilaterais, mas também pela submissão de ofertas nos mercados do dia seguinte e em tempo real em nome dos participantes, além de ser o responsável financeiramente pelas liquidações (pagamentos e cobranças) junto ao ERCOT.

Os contratos bilaterais podem ser informados ao ERCOT até às 14:30h do dia seguinte à operação – para que um contrato seja reconhecido, ambas as partes devem confirmar a negociação. O ERCOT considera os contratos bilaterais para fins de liquidação do mercado, considerando a diferença entre o que foi produzido/consumido e o montante previamente contratado (seja através do mercado do dia seguinte ou de negociações bilaterais).

DERIVATIVOS DE ENERGIA

Derivativos de energia elétrica também podem ser negociados no Texas, seja através de um mercado organizado gerenciado pelas bolsas ICE e CME Group, ou através do mercado de balcão OTC (*over-the-counter*), onde os derivativos são negociados bilateralmente entre as partes e os contratos não são padronizados como nas bolsas. Os derivativos são utilizados principalmente como instrumento de *hedge* para as variações dos preços spot de energia.

Para os contratos firmados no mercado de balcão OTC, geralmente não há informações públicas disponíveis, dado que as condições contratuais são negociadas entre as partes. Por outro lado, nas bolsas de derivativos, todos os elementos dos contratos são padronizados (índice, tick etc.). Assim, o participante precisa apenas escolher o contrato que irá negociar, a respectiva quantidade e o preço.

No ERCOT, tanto o ICE como a CME Group oferecem dezenas de produtos associados a eletricidade, tanto para o mercado do dia seguinte como para o mercado em tempo real, e em diversos formatos. Como exemplo, as características de um dos produtos de cada bolsa estão descritas na tabela a seguir.

Tabela 35: Produtos oferecidos no mercado futuro do ERCOT. Fontes: [116], [117].

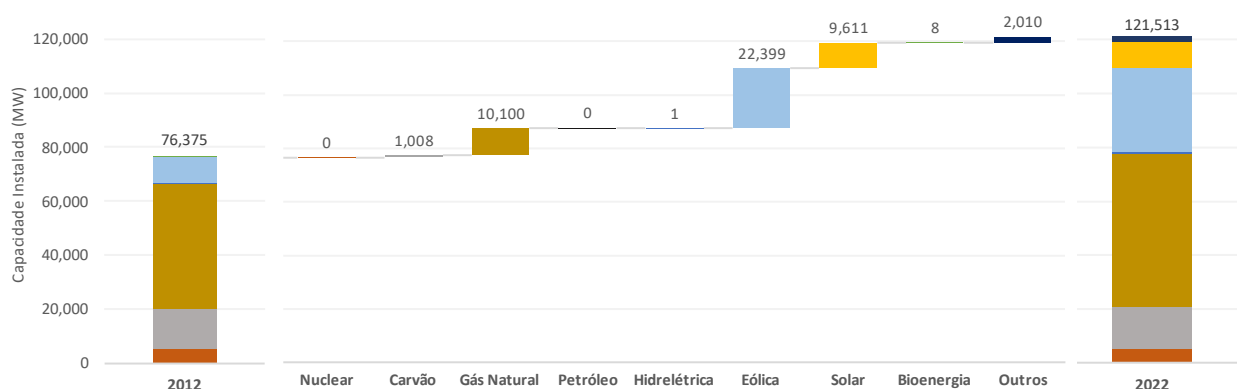
Bolsa	Produto	Perfil	Tamanho contrato	Duração	Tick
ICE	ERCOT Houston 345 kV Day-Ahead Fixed Price Future	<u>Peak</u> : 07h às 22h, segunda a sexta <u>Off-peak</u> : 23h às 06h de segunda a sexta, sábado e domingo	1 MW	Mensal. Contratos de até 50 meses consecutivos.	0,01 USD/MWh
CME Group	ERCOT West 345 kV Hub 5 MW Futures Quotes	<u>Peak</u> : 07h às 22h, segunda a sexta <u>Off-peak</u> : 23h às 06h de segunda a sexta, sábado e domingo	5 MW	Mensal. Contratos mensais para o ano corrente e os próximos 5 anos.	0,01 USD/MWh

5.10.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

A composição do mix de capacidade instalada do ERCOT mudou consideravelmente na última década, com destaque para a grande entrada de fontes renováveis e armazenamento. Em 2012, o sistema possuía 76,4 GW de capacidade instalada e era composto 80% por usinas térmicas (gás natural e carvão), 12% por renováveis (eólicas), 7% nucleares e 1% hidrelétricas. Entre 2012 e 2022, entraram em operação 22,4 GW de eólicas, 9,6 GW de solares, 2,0 GW de armazenamento e 10,1 GW de gás natural. No final de 2022, o sistema contava com 121,5 GW de capacidade, dentre os quais 60% eram de usinas térmicas, 34% de usinas renováveis (eólicas e solares), 4% de nucleares e 2% de armazenamento.

Essa transição de um sistema altamente térmico para um sistema com elevada participação de fontes renováveis não convencionais atualmente foi impulsionada principalmente por incentivos do governo para o desenvolvimento de fontes renováveis (como o mecanismo de créditos renováveis implementado no início da década de 2000), redução no custo de investimento de tecnologias renováveis e, em particular, os abundantes recursos eólicos no Texas que fazem da região um ambiente favorável para a implantação dessas centrais.

Figura 75: Evolução da capacidade instalada no Texas entre 2013 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados de [8].



6. Relação com os recursos hídricos

6.1. NOTAS METODOLÓGICAS

6.1.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

As usinas hidrelétricas em cascata representam um ponto de complexidade importante de setores elétricos internacionais, visto que estas são uma fonte conhecida de *externalidades* de mercado. Isto porque, para hidrelétricas sob esta configuração, a água disponível para uma hidrelétrica a jusante é dependente das decisões de turbinamento e vertimento das hidrelétricas a montante. Caso o sistema seja representado de forma integrada para a realização de uma otimização, este não é um problema, visto que a externalidade pode ser facilmente internalizada. Entretanto, se as decisões operativas da hidrelétrica a montante forem tomadas em um ambiente de mercado em que ela não é devidamente remunerada por esta externalidade, isto pode levar a uma utilização subótima dos recursos hídricos.

A questão das externalidades da operação em cascata tem sido muito discutida no contexto brasileiro, que possui grande participação hídrica na matriz energética – de modo que uma parcela bastante grande da capacidade de geração e de provisão de reserva do país é afetada por este tema. Este não é necessariamente um assunto tão central, entretanto, nas regras de mercado de outros países – em grande parte devido às diferenças de matriz energética entre eles. O objetivo desta seção é, portanto, *qualificar* (e em alguma medida *quantificar*) o quão importantes são as cascatas hidrelétricas para o setor elétrico de cada país analisado – o que seguramente deve ter influência sobre as escolhas de desenho feitas para o mercado de eletricidade.

Com este fim, foram selecionadas as cascatas mais relevantes do sistema, usando como principal critério a capacidade instalada total das usinas presentes nelas (mas também levando em conta o número de usinas envolvidas – já que cascatas dominadas por uma única unidade geradora de potência instalada elevada não têm, na prática, tanta complexidade). O número de cascatas selecionadas variou bastante de um país a outro, buscando a parcimônia para sistemas hidrelétricos mais complexos.

Em todas as subseções, é apresentada uma tabela com as cascatas de destaque, o número de usinas presentes na cascata, a capacidade instalada total que somam tais usinas, o quanto essa capacidade representa do total do sistema, e o número de empresas que detêm propriedade dessas usinas. Em seguida, apresenta-se um mapa, onde as usinas da tabela anterior são apontadas, junto a uma legenda identificando a cascata a qual pertence e a empresa proprietária. Isso facilita a identificação geográfica das cascatas, além de auxiliar na visualização da multiplicidade de donos.

Para a elaboração, tanto da tabela, quanto do mapa, foram utilizados um compilado de informações de cada país, além de bases de dados internacionais⁵². Cabe mencionar que, devido à dificuldade na compilação das informações (em especial em mercados mais descentralizados, como os retratados neste relatório), foram selecionadas usinas de maior porte e com capacidade de regulação para a representação na tabela e no mapa, de modo que os dados não se referem a lista extensiva de usinas presentes na cascata. Além disso, utilizou-se como principal critério para determinação das cascatas a existência de uma usina a jusante, e as cascatas foram nomeadas com base na principal bacia – cabe mencionar que, em alguns casos, as cascatas se juntam em bacias maiores, como na Califórnia e na Colômbia. Os mapas foram elaborados utilizando a ferramenta ArcGIS.

6.1.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

A expressão ‘usos múltiplos’ refere-se à utilização simultânea de um recurso ambiental por múltiplas atividades. No caso da água, ela é um item essencial para diversos aspectos socioeconômicos de um país, como por exemplo: abastecimento público, irrigação, atividades industriais, turismo e lazer, dentre muitas outras que incluem a geração de energia. No caso de usinas hidrelétricas, a água entra na usina, servindo de combustível, e é devolvida ao rio quando a energia é gerada. Assim, seu uso está intrinsecamente relacionado com os demais. Um dos principais focos nos processos de planejamento e gestão hídrica é a conservação da qualidade e quantidade deste recurso, de modo que todas as demandas básicas ou prioritárias sejam atendidas satisfatoriamente.

Na prática, a questão dos usos múltiplos da água é bastante complexa, tendo bastante interface com temas relacionados ao meio ambiente e planejamento urbano e social – e, portanto, muitas vezes envolvendo múltiplas camadas de governo. Consequentemente, não buscamos apresentar nesta seção uma visão completa e profunda de todas estas interações, mas sim limitar a análise a uma discussão qualitativa de quais as principais entidades e dinâmicas envolvidas na interface entre o planejamento de recursos hídricos e o planejamento da operação do setor elétrico especificamente – particularmente no que diz respeito a uma possível influência da questão dos recursos hídricos no mercado elétrico de curto prazo especificamente, visto que é este o principal objetivo do presente trabalho.

Destaca-se em particular que, em diversos países, é possível tratar a questão da operação do setor elétrico e a questão da otimização dos recursos hídricos de forma *separada*, responsabilizando um agente (por exemplo o agente proprietário das hidrelétricas, que pode ser um gerador estatal) por realizar esta intermediação entre as autoridades do setor elétrico e as autoridades de recursos hídricos. Há um paralelo entre esse tipo de arranjo e a “integração” descentralizada entre o mercado elétrico e a gestão de recursos de gás natural, por exemplo – cada proprietário de hidrelétrica pode fazer a gestão e negociações envolvendo o recurso hídrico da mesma forma que cada proprietário de termelétrica pode fazer a gestão e negociações envolvendo o recurso gás natural, sendo que uma integração mais

⁵² Particularmente a base de dados do GDAT (<https://zenodo.org/record/7616852>), do World Resources Institute (<https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>), e do Global Energy Monitor (<https://globalenergymonitor.org/>), além de bases de dados especializadas para cada país.

profunda entre as autoridades do setor elétrico e outras autoridades responsáveis pela gestão desses recursos só é necessária em situações excepcionais.

Nesta seção, fazemos uma breve descrição dos principais elementos, abordagens e mecanismos particulares que em cada país regem a forma de integrar a operação hidrelétrica é feita com a operação do setor elétrico – com ênfase nos mecanismos descritos explicitamente na regulamentação do setor elétrico, e nos mecanismos aplicáveis a grandes usinas (particularmente aplicáveis a grandes usinas com reservatório e com configuração em cascata)⁵³. Nota-se que, quando um elemento ou restrição particular não é mencionado nesta descrição, isto não significa que o país não o leva em conta – visto que a responsabilidade por considerar restrições mais complexas pode estar distribuída por outras entidades não relacionadas ao setor elétrico (como o proprietário das hidrelétricas, autoridades ligadas ao meio ambiente e gestão de recursos hídricos, comunidades e/ou governos municipais, além de outras entidades).

6.1.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS PROPRIETÁRIOS

Um aspecto que adiciona complexidade na operação do sistema é a presença de usinas de múltiplos proprietários em uma mesma cascata, de forma que a operação de uma usina afeta diretamente a disponibilidade de água nas centrais que estão a jusante na mesma cascata.

Nesta seção abordamos o que há de informação disponível para cada sistema sobre como ocorre esse gerenciamento. Cabe mencionar, no entanto, que o mais comum é não existir nenhum tipo de mecanismo específico destinado a esse problema. Os possíveis conflitos entre as empresas costumam ser tratados de forma privada entre as mesmas, buscando uma solução amigável. Em casos extremos, onde não é possível encontrar uma alternativa que agrade a ambas as partes, caberia levar o problema para o sistema judicial. Todavia, para medidas legais é necessário ter um sólido respaldo, e a lei geralmente não trata diretamente esse assunto, não existindo uma infração que caiba recurso quando uma usina afeta a disponibilidade de água de outras centrais.

Destacamos ainda que em alguns sistemas todas as usinas de uma mesma cascata (ou do sistema) pertencem a um único proprietário e, portanto, esta seção não é aplicável. Além disso, como no Mercado Regional não há o gerenciamento de cascatas, uma vez que é um mercado destinado a intercâmbios entre países, essa seção também não se aplica.

⁵³ Não é incomum que hidrelétricas menores tenham sua operação mais dependente das necessidades de outros usos da água – e estes ativos menores muitas vezes são representados como gerações fixas inflexíveis no problema de otimização do operador.

6.2. COLÔMBIA

6.2.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A hidroeletricidade é historicamente uma das fontes de energia mais importantes da Colômbia. Seu sistema conta, atualmente, com mais de 160 usinas hidrelétricas no sistema, que juntas somam 12,5 GW (que representam 67% da capacidade instalada total do sistema).

A Tabela 36 e o mapa da Figura 76 apresentam as principais características das 3 principais cascatas identificadas no país: Bogotá, Guatapé e Porce. Juntas, elas somam cerca de 26% da capacidade instalada total do país. Apesar da existência de mais de um proprietário nas cascatas Guatapé e Porce, as grandes usinas se concentram nas mãos de poucas (apenas duas) empresas. Vale destacar que há outros proprietários, mas que detêm usinas de menor porte.

Tabela 36: Parâmetros das principais cascatas do sistema Colombiano.




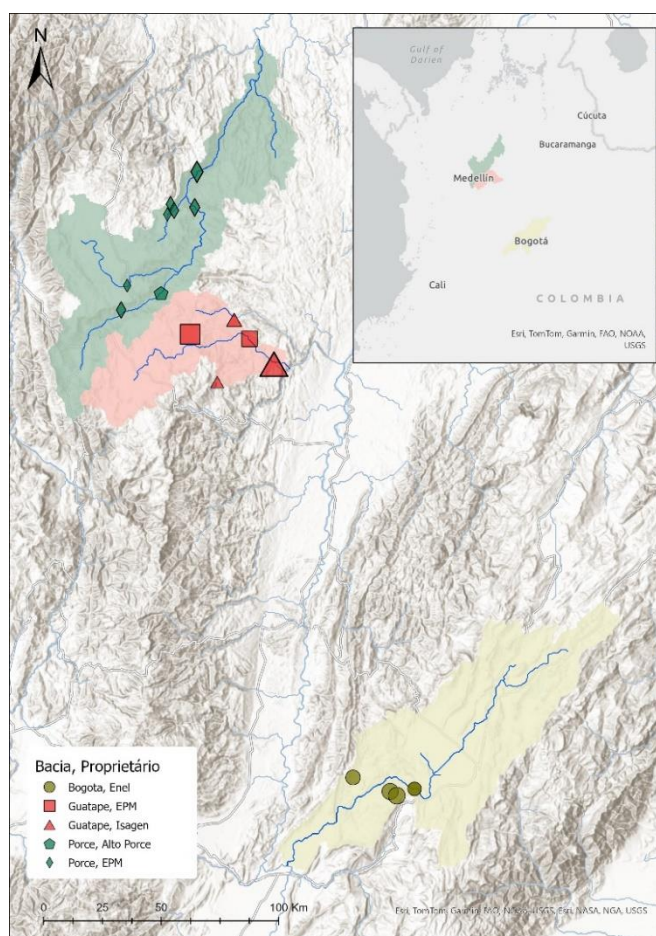
Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Bogotá 	5	1	842 MW	4,5%	
Guatapé 	5	2	2.197 MW	11,7%	
Porce 	8	2	2.020 MW	10,7%	

Figura 76: Mapa das principais cascatas do sistema Colombiano, com identificação de proprietários.



6.2.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

Para o uso e aproveitamento do recurso hídrico, todo usuário necessita obter uma licença de concessão do órgão ambiental competente. As disposições para o Uso e Exploração da Água na Colômbia estão estabelecidas no Decreto 1.076 de 2015 [49].

A concessão de água é uma das formas de adquirir o direito de utilizá-la. A atribuição de água para satisfazer concessões está sujeita à disponibilidade do recurso, pelo que o Estado não é responsável quando por causas naturais não pode garantir a quantidade de água concedida. A ordem de outorga das concessões não dá prioridade e, em casos de desabastecimento, a autoridade ambiental definirá o melhor procedimento para distribuí-la.

Adicionalmente, existe uma ordem de prioridade para as concessões de água, o que significa que alguns usos têm prioridade sobre outros usos, seguindo a ordem descrita abaixo:

- Utilização para consumo humano, coletivo ou comunitário, seja urbano ou rural
- Uso para necessidades domésticas individuais
- Utilizações agrícolas comunitárias, incluindo aquicultura e pesca
- Geração de energia hidrelétrica
- Usos industriais
- Usos para mineração
- Usos recreativos comunitários
- Usos recreativos individuais

De forma geral, o uso doméstico sempre terá prioridade sobre os demais, os usos coletivos sempre terão prioridade sobre os individuais, e uso dos habitantes de uma região sempre terá prioridade sobre os que estão fora dela.

6.2.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS PROPRIETÁRIOS

Como mencionado no capítulo 4.2.1, de maneira geral, não existe a possibilidade de ofertas de portfólio na Colômbia e está previsto nenhum tratamento especial para ofertantes em cascata, sendo necessário ofertas individuais para cada unidade geradora. Excepcionalmente, a regulamentação prevê que algumas hidrelétricas do sistema localizadas de forma subsequente no mesmo rio e pertencentes à mesma empresa podem operar cascatas específicas de maneira verticalizada. No entanto, as usinas de donos diferentes são operadas de maneira independente pelas empresas proprietárias.

Do ponto de vista do operador, as usinas são operadas de forma absolutamente independentes, tendo cada usina sua própria oferta no mercado. No entanto, é possível haver algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras (totalmente externo ao modelo de mercado) para acomodar externalidades da operação.

Em 2016, houve um caso de conflito entre as empresas Isagen e EPM, devido ao impacto de um incêndio na usina Guatapé (propriedade da EPM), que afetou a geração das demais usinas da cascata. No entanto, a disputa foi devido à falta de manutenção na usina, que poderia ter evitado o evento, e não propriamente ao impacto na geração das usinas da Isagen - uma vez que não há uma obrigação legal de disponibilizar água às usinas a jusante.

6.3. MERCADO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL (MER)

6.3.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

Como descrito no capítulo 3, o MER é composto por seis países da América Central. Embora haja diferenças nos mix energéticos de cada país, a geração hidrelétrica tende a ser bastante relevante na maioria dos sistemas. Analisando de forma agrupada, a tecnologia hidrelétrica representa cerca de 40% da capacidade instalada disponível na região, somando quase 7 GW.

A Tabela 37 e o mapa da Figura 77 apresentam as principais características das 5 principais cascatas identificadas na região: Santa Rosa (na Costa Rica), Chiriqui Nuevo (no Panamá), Chiriqui Viejo (no Panamá) e Reventazón (na Costa Rica)⁵⁴. Juntas, elas somam 13,5% da capacidade instalada total da América Central. Dentre as cascatas analisadas, apenas Chiriqui Nuevo, no Panamá, apresenta múltiplos proprietários – todas empresas privadas. Na Costa Rica e em El Salvador, empresas estatais detêm toda a capacidade de geração hidrelétrica do país.

Tabela 37: Parâmetros das principais cascatas do sistema do MER.




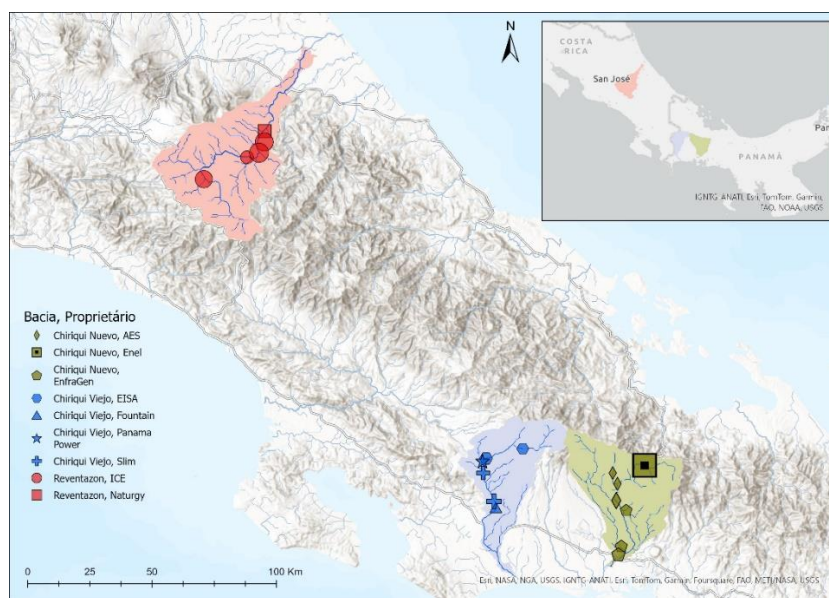
Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada MER	OBS's
Chiriqui Nuevo 	7	3	640 MW	3,6%	Panamá
Chiriqui Viejo 	6	4	327 MW	1,9%	Panamá
Reventazón 	5	2	578 MW	3,3%	Costa Rica

Figura 77: Mapa das principais cascatas do sistema do MER, com identificação de proprietários.



⁵⁴ As cascatas de El Salvador não foram representadas, pois o sistema foi tratado em detalhe no relatório e2r1 de Diagnóstico por Custo.

6.3.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

Como o MER se dedica exclusivamente à otimização dos intercâmbios de energia entre os países integrantes, a partir de ofertas submetidas pelos agentes, não há preocupações referentes à dinâmica de usos múltiplos da água, que é responsabilidade dos operadores dos sistemas nacionais.

6.4. ESPANHA (MERCADO IBÉRICO)

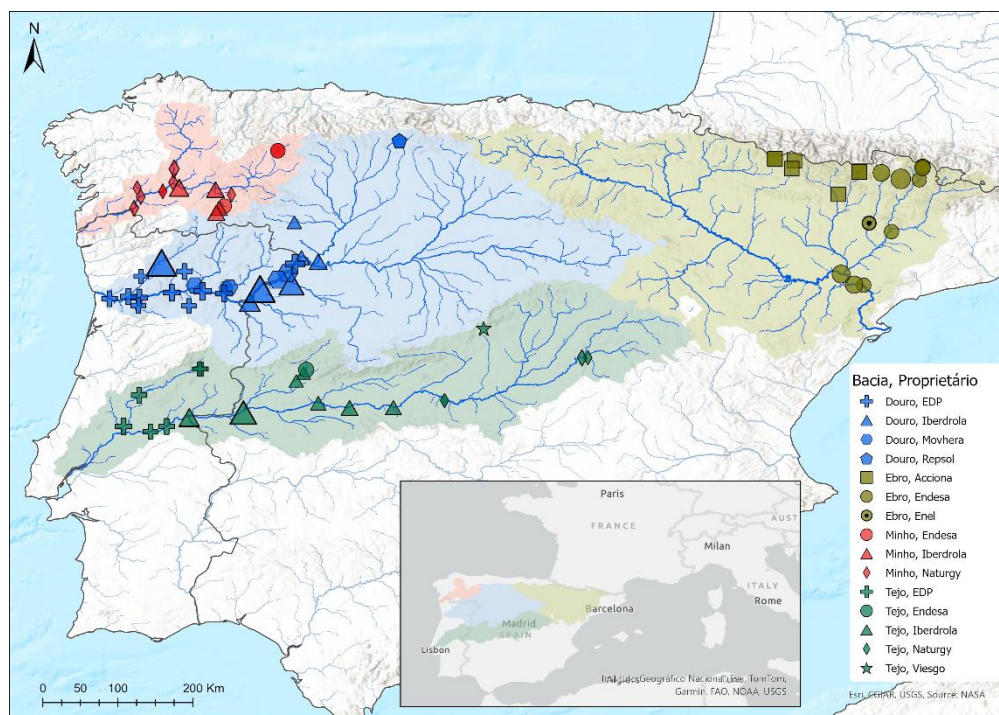
6.4.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A Espanha conta, atualmente, com 20,4 GW de capacidade de geração hidrelétrica, sendo 3,3 GW de centrais reversíveis e 17,1 GW de usinas convencionais. Esse montante equivale a 16% da capacidade instalada do país. A Tabela 38 e o mapa da Figura 78 apresentam as principais características das 4 principais cascatas identificadas no país: Douro, Ebro, Minho e Tejo. Juntas, elas somam cerca de 6,6% da capacidade instalada total do país. Em todos os casos, há a presença de múltiplos proprietários em uma mesma cascata, majoritariamente empresas privadas.

Tabela 38: Parâmetros das principais cascatas do sistema ibérico.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	% capacidade instalada país	OBS's
Douro	26	4	3.349 MW	2,7%	Capacidades e percentuais referentes à Espanha
Ebro	27	4	2.382 MW	1,9%	
Minho	15	3	2.597 MW	2,1%	
Tejo	14	5	2.756 MW	2,2%	

Figura 78: Mapa das principais cascatas do sistema ibérico, com identificação de proprietários.



6.4.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

O único país europeu onde existem transações comerciais formais de direitos de uso (concessões) de água é a Espanha. O desenvolvimento dos mercados de água na Espanha teve como propulsor a ocorrência de dois eventos de seca marcantes (1990 a 1995, e 2004 a 2007) e as transações se concentram nas bacias das regiões central e sul do país, onde esses eventos trouxeram impactos mais agudos. A experiência possui poucas características de “puro mercado” e apresenta elevada interferência de órgãos reguladores, bem como dos governos regionais e federal [118].

A Constituição de 1978 previu uma repartição de competências entre o governo federal e as Comunidades Autônomas. Por exemplo, compete ao Estado a legislação, ordenamento e concessão dos recursos e aproveitamentos de águas quando estas passam por mais de uma Comunidade Autônoma. A Constituição afirma, porém, que tais recursos e obras também estariam sujeitos à interferência do governo central caso o interesse neles extrapole o da Comunidade Autônoma, o que abre espaço para interpretações.

Os principais marcos sobre os direitos de água no país são a Lei das Águas de 1985 e sua subsequente reforma, promulgada em 1999, que introduziu os mercados de água no país. Tais mercados assumem duas formas: (1) bancos públicos de água, utilizados em situações de escassez; e (2) contratos de transferência de direitos de uso da água.

Os bancos públicos de água são instituições ou medidas que permitem às autoridades de bacia fazer ofertas públicas de compra de direitos de água, que podem ser transferidas subsequentemente a outros usuários. Por serem autorizados a adquirir direitos tanto públicos (concessões) como privados, os bancos de água constituem meio alternativo para que o Estado reduza o volume de água que se encontra fora de seus domínios, alterando a propriedade privada da água em propriedade pública⁵⁵. Portanto, os bancos de água não foram concebidos para atuar como intermediários entre vendedores e compradores potenciais de direitos de água, mas sim para servir outros fins – hoje, principalmente a propósitos ambientais.

Os direitos (públicos) de uso da água na Espanha não foram concebidos para serem transacionáveis. Isto ocorreu apenas em 1999 e sob condições bastante limitadas, já que os contratos de transferência de tais direitos estão sujeitos a uma série de restrições:

- Só podem ocorrer entre agentes que já possuíam direitos, já que o “mercado” foi criado apenas para usuários preexistentes⁵⁶;
- São temporários, ou seja, o que se transaciona não é o direito em si, mas o uso da água, sujeito às mesmas condições impostas ao detentor original do direito;

⁵⁵ Isto pois o governo não obteve êxito nesse objetivo durante os anos que se seguiram à Lei das Águas de 1985.

⁵⁶ Por exemplo, no caso de uma usina termoeletrica que necessita de água para resfriamento e reposição de perda de vapor, caso seus proprietários não tenham direitos de uso de água registrados, ela só terá acesso à água por meio da aquisição de terras irrigáveis (com seus direitos de acesso à água) e solicitando a mudança de uso da água junto à autoridade.

- Só podem ser feitos para usos de mesmo nível de prioridade ou superior⁵⁷;
- As transações estão sujeitas a limites de preço que podem ser estabelecidos pela autoridade de bacia e a limitações geográficas, por conta da infraestrutura existente para transferência da água;
- Devem ser aprovados pela autoridade responsável.

Os direitos podem ser atribuídos tanto em base individual como coletiva. Direitos coletivos são concedidos a associações de usuários, como comunidades de irrigantes, por exemplo, o que é padrão para usuários agrícolas. Caso o volume de água não seja utilizado por três anos consecutivos, o direito pode ser perdido (doutrina de uso benéfico, *"use it or lose it"*).

Outras duas características se destacam. Primeiro, existe uma diferença entre direitos de uso da água (ou concessões) e os volumes de água que são efetivamente entregues aos usuários (alocação). O volume efetivamente entregue depende da disponibilidade de água para o ano hidrológico corrente, de modo que o volume especificado nos direitos de água somente estará disponível em anos hidrológicos com níveis médios ou superiores de precipitação e vazão.

Em segundo, a legislação espanhola não diferencia os direitos de uso da água quanto a níveis de segurança. Eventos de seca impossibilitam o atendimento completo de todos os direitos alocados. Nesses casos, os usuários de água para fins econômicos, tais como irrigação ou indústria, recebem uma alocação com redução proporcional à redução da disponibilidade hídrica.

6.4.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Não há um mecanismo específico para o gerenciamento de cascatas no Mercado Ibérico. É possível estabelecer algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras para acomodar externalidades da operação, mas de forma privada e independente ao mercado. Cabe ainda ressaltar que, apesar da existência de diferentes empresas proprietárias em uma mesma cascata, em geral há 2 ou 3 empresas dominantes e com ativos usualmente concentrados em uma mesma região. Assim, a complexidade da operação da cascata é reduzida, diminuindo a probabilidade de conflitos.

Como mencionado na seção 6.1.3, os conflitos costumam ser resolvidos diretamente entre as empresas envolvidas de maneira particular. Em última instância, se bem embasado, é possível recorrer à via jurídica. No entanto, não se tem conhecimento de nenhum evento desse tipo no sistema.

⁵⁷ Desse modo, irrigadores podem transferir seus direitos para outros irrigadores e empresas de abastecimento urbano, mas não para a indústria ou produtores de energia (segundo a ordem de prioridade da lei nacional). A irrigação merece particular atenção, já que corresponde a 75% do consumo anual de recursos hídricos no país.

6.5. NORUEGA (NORD POOL)

6.5.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

O sistema norueguês é um dos sistemas com maior participação hidrelétrica do mundo, com os ativos dessa tecnologia representando 86% do potencial de geração total do sistema (aproximadamente 34,5 GW de capacidade instalada).

A Tabela 39 e o mapa da Figura 79 apresentam as principais características das 4 principais cascatas identificadas no país: Dramselv, Gloma, Lule e Sul. Juntas, elas somam cerca de 20% da capacidade instalada total do país.

Tabela 39: Parâmetros das principais cascatas do sistema norueguês.





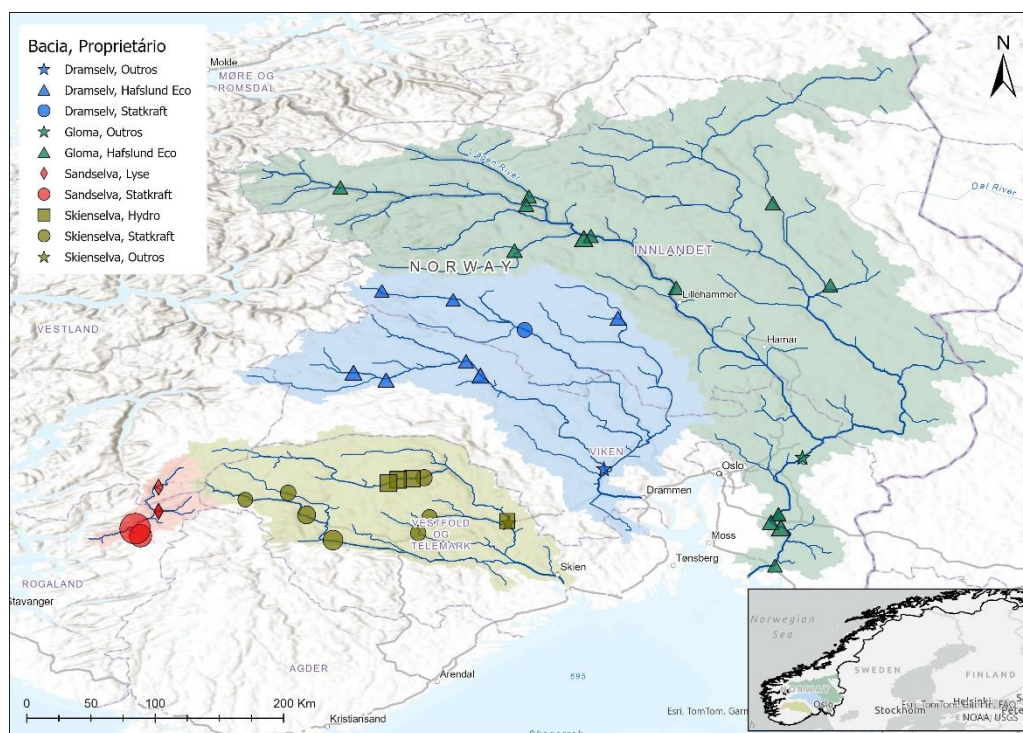
Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Dramselv 	10	4	1.334 MW	3,3%	
Gloma 	18	5	2.503 MW	6,2%	
Sandselva 	5	2	2.360 MW	5,9%	
SkienSelva 	12	3	1.137 MW	5,3%	

Figura 79: Mapa das principais cascatas do sistema da Noruega com identificação de proprietários.



6.5.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

O uso de recursos hídricos na Noruega é realizado, em sua maior parte, por empreendimentos que pertencem ao Estado – sejam do governo federal, de governos municipais ou autoridades distritais. Há três principais regulamentações sob o uso de recursos hídricos e sob a concessão de licenças de exploração, que serão tratados nesta seção [90].

As licenças concedidas a cada empreendimento trazem as condições para a construção e a operação dos empreendimentos, bem como limites técnicos que devem ser obedecidos durante a operação do empreendimento – tais como níveis de vazão, níveis de armazenamento, dentre outros. A responsabilidade de cumprimento das condições dispostas nestas leis e nas licenças é dos empreendedores, não havendo nas regulamentações menção de responsabilidades que recaiam sob o operador do sistema elétrico (Stattnet) ou para o operador do mercado (Nord Pool).

Lei dos Direitos das Cascatas

Antes de desenvolver qualquer empreendimento de geração hidroelétrica (não aplicados a projetos de mini ou microgeração, com capacidade instalada menor que 10 MW), desenvolvedores precisam ter direitos de propriedade sobre o curso d'água. Tal licença é concedida sob a regulamentação da Lei dos Direitos das Cascatas (em norueguês, "*Vannfallrettighetsloven*"), cujo objetivo é garantir que os recursos hídricos sejam geridos no melhor interesse do país.

De acordo com as regras atuais, as licenças só podem ser emitidas a organismos públicos, ou seja, empresas públicas, municípios e autoridades distritais, e a empresas onde esses organismos detenham pelo menos dois terços do capital e dos votos da empresa. Em outras palavras, agentes privados podem possuir apenas até um terço de uma empresa que possua uma licença de exploração de recursos hídricos de acordo com a Lei dos Direitos das Cascatas.

As licenças emitidas ao abrigo da Lei incluem condições sobre taxas de licença (*royalties*) e vendas obrigatórias de energia aos municípios onde as cascatas estão situadas. A Lei determina que as licenças podem ser concedidas para diferentes períodos de concessão, cuja duração não é limitada pela regulação, além de trazer disposições sobre o direito de repatriamento das quedas de água no final do período de concessão. A Lei também contém regras sobre condições de licença, direito de preferência para o setor público e transferências de aproveitamentos d'água que receberam licença.

Lei de Regulamentação dos Cursos de Água

Para operar empreendimentos que regulem a vazão num rio (isto é, hidroelétricas com reservatório) ou para transferir água entre sistemas fluviais para utilização na produção de energia, é necessária uma licença de acordo com a Lei de Regulamentação dos Cursos de Água (em norueguês, "*Vassdragsreguleringsloven*"). A Lei também se aplica a usinas hidrelétricas a fio d'água que produzam mais de 40 GWh por ano.

As licenças estabelecem os limites permitidos para o nível de água que pode ser armazenado no reservatório, níveis de vazão que podem ser praticados pelo empreendimento em diferentes épocas do ano, bem como outras condicionantes técnicas para sua operação. Podem também exigir o estabelecimento de um fundo de desenvolvimento empresarial num município onde ocorre um desenvolvimento. As licenças também incluem regras para o rebaixamento de reservatórios, que podem

incluir disposições sobre a vazão mínima permitida e sobre. Além disso, as licenças podem incluir condições relativas a royalties e vendas obrigatórias de energia. Tais condições são definidas de forma individual por cada licença, não sendo estabelecidas na Lei.

Lei dos Recursos Hídricos

Além dos projetos hidroelétricos, muitos outros tipos de aproveitamento de recursos hídricos podem ocorrer nos sistemas fluviais. A Lei dos Recursos Hídricos (em norueguês, "*Vannressursloven*"), aplica-se a todos estes aspectos e não apenas aos empreendimentos hidroelétricos.

Exemplos de aproveitamentos abarcados por esta Lei incluem a captação de água para pisciculturas e a extração de depósitos (areia, cascalho etc.). Os projetos para geração de eletricidade de pequena escala também são regulamentados pela Lei dos Recursos Hídricos. As licenças podem incluir várias condições para garantir a compensação ou para mitigar os danos.

A Lei também dispõe sobre casos em que não é necessária uma licença para o uso dos recursos hídricos, tais como o aproveitamento para uso doméstico e em pequenas propriedades agrícolas, para a navegação de barcos sem motor, além de empreendimentos de geração de eletricidade de pequena escala, os quais não se espera que causem danos significativos ou perturbações aos interesses públicos.

6.5.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Nos países nórdicos, os agentes proprietários de hidrelétricas são responsáveis pela gestão dos seus próprios reservatórios – de modo que acordos que visem uma melhor coordenação entre os agentes para a operação de usinas em uma mesma cascata devem ser negociados bilateralmente entre os próprios agentes.

Na Noruega, são comuns arranjos em que um consórcio de empresas é conjuntamente responsável por determinada hidrelétrica ou um conjunto de hidrelétricas. As decisões devem ser tomadas em conjunto pelas empresas do consórcio e, usualmente, se estabelece um esquema de votos proporcional à capacidade de geração que cada empresa detém. Como os consórcios são estabelecidos bilateralmente entre as empresas que os compõem, os contratos e regras que os regem são usualmente privados. Assim sendo, há pouca informação disponível sobre o seu funcionamento detalhado. O que se pode afirmar é que os conflitos são tipicamente resolvidos de forma privada entre as empresas envolvidas.

Similarmente, na Suécia se utiliza comumente a criação de condomínios para a gestão dos recursos hídricos ("*Vattenbytte foreninger*"), havendo um condomínio por cascata (ou rio), com participação obrigatória. O princípio base destas organizações é similar aos consórcios mais comuns na Noruega, garantindo que os agentes possam coordenar entre si e que têm os incentivos corretos para trabalhar nesta operação coordenada. As regras internas de funcionamento dos condomínios são estabelecidas judicialmente e são exclusivas para cada reservatório. A empresa reguladora de água, responsável pela gestão do condomínio, é encarregada de garantir o cumprimento dessas regras e coordenar as solicitações dos diversos produtores de energia. Existe um mecanismo de liquidação de danos onde é avaliado quem sofreu algum tipo de dano e como o mesmo deve ser compensado. A maior parte das compensações que as Empresas Reguladoras de Águas têm emitido têm carácter pontual, mas também existem pagamentos anuais que vigoram enquanto a operação continuar. [119]

6.6. GRÃ-BRETANHA

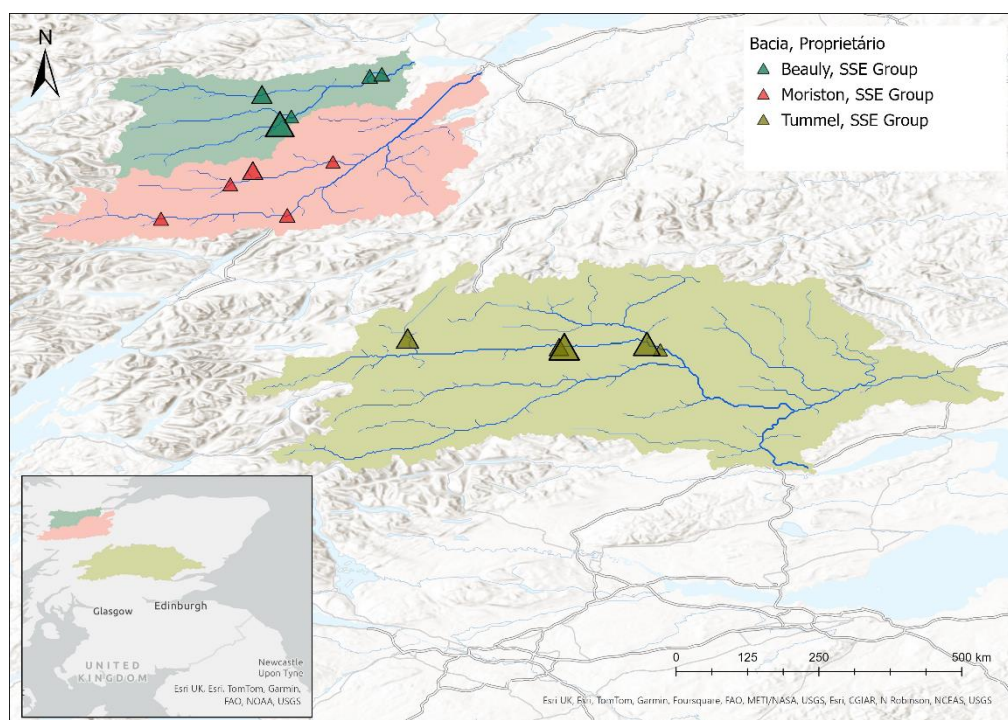
6.6.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A Grã-Bretanha conta com 4,4 GW de capacidade de geração hidrelétrica, que representa 5% da capacidade instalada do país. A Tabela 40 e o mapa da Figura 80 apresentam as principais características das 3 principais cascatas identificadas no país: Beaully, Moriston e Tummel. Juntas, elas somam cerca de 0,4% da capacidade instalada total do país. A maior parte das hidrelétricas do país, incluindo todas as cascatas representadas, são propriedade da SSE Group.

Tabela 40: Parâmetros das principais cascatas da Grã-Bretanha.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Beaully ■	5	1	164 MW	0,2%	
Moriston ■	5	1	107 MW	0,1%	
Tummel ■	5	1	230 MW	0,3%	

Figura 80: Mapa das principais cascatas do sistema da Grã-Bretanha, com identificação de proprietários.



6.6.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

INGLATERRA

A Agência Ambiental é a entidade responsável pela gestão dos recursos hídricos na Inglaterra de tal forma a garantir que haja água suficiente para o abastecimento público, indústria e agricultura. A Agência controla a quantidade de água disponível por bacia através de um sistema de licenciamento, regulando as licenças existentes e concedendo novas, seguindo as diretrizes das “estratégias de licenciamento de

abstração". Essas estratégias definem como os recursos hídricos são geridos em cada uma das 94 bacias hidrográficas agrupadas em 14 áreas, e indicam as licenças existentes por bacia, a disponibilidade de recursos, as negociações de licenças, entre outros tópicos. [120]

Entre os tipos de licenças existentes, estão as de captação, que permitem o desvio ou remoção de água de um rio, e as de represamento, que permitem o armazenamento de água em uma barragem ou açude. Essas licenças podem ser comercializadas, por exemplo, se não há água disponível em uma área para a construção de uma nova usina – nessa ocasião, é possível negociar o direito de captação de água com um titular, de tal forma a adquirir parte ou todo o direito, de forma permanente ou temporária.

A Agência analisa os pedidos de licença (bem como as licenças existentes) com o fim de identificar se alguma é insustentável, ou seja, se tem o potencial de comprometer com os planos de biodiversidade ou de afetar alguns dos locais de conservação de habitats e espécies. Neste caso, a Agência pode não aceitar o pedido de licença; reduzir o volume de água autorizado pela licença existente; ou adicionar restrições de fluxo ou nível associados a ela. Essas restrições são consideradas como "*hands off flow restrictions*", e estabelecem um fluxo ou nível específico do rio no qual a captação deve parar para proteger o meio ambiente e permitir o acesso de outros captadores de água licenciados – para a geração de eletricidade, no entanto, poucas licenças possuem restrições desse tipo. [121]

ESCÓCIA

Na Escócia, a Agência Escocesa de Proteção Ambiental (*Scottish Environment Protection Agency, SEPA*) é a entidade responsável pela regulação do uso de água no país. Os Regulamentos das Atividades Controladas do Ambiente Aquático (conhecidos como regulamentos CAR) estabelecem os requisitos para o desenvolvimento de usinas hidrelétricas no país – todos os projetos devem adquirir uma licença CAR de uso de água para captações, obras de represamento (açudes e barragens) e quaisquer outras obras de engenharia associadas ao projeto. [122]

Quando um agente solicita uma licença, ele deve pagar uma taxa de aplicação, e em seguida fornecer as informações solicitadas pela SEPA, para que a entidade avalie os impactos e riscos do projeto no ambiente aquático e nos interesses daqueles que a utilizam. Caso o projeto cumpra com os padrões ambientais da CAR, a SEPA concede a licença de água.

A SEPA deve avaliar os pedidos de licença dentro de um período de 4 meses (prazo que pode ser prorrogado mediante acordo por escrito com o solicitante). Além disso, é aconselhável que os desenvolvedores discutam seus projetos previamente com a SEPA antes de submeter um pedido de licença, para que a mesma possa prover conselhos sobre o projeto, devido à complexidade do desenvolvimento de hidrelétricas. [123]

PAÍS DE GALES

O órgão regulador responsável pela gestão dos recursos hídricos no país de Gales é a *Natural Resources Wales*. O gerenciamento dos recursos é realizado através de um sistema de licenciamento (concedendo novas licenças quando apropriado), além do processo de regulação de licenças existentes. Atualmente a *Natural Resources Wales* regula cerca de 1.160 licenças de captação de água e 627 licenças de represamento em todo o país.

As solicitações de captação e/ou represamento são avaliadas pela autoridade em relação à disponibilidade de água no local – a abordagem para a avaliação é definida nas Estratégias de Licenciamento de Abstração (*Abstraction Licensing Strategies, ALS*). É necessária uma licença de captação de água da *Natural Resources Wales* para captar mais de 20 m³ (4.000 galões) de água por dia de uma fonte de água superficial ou subterrânea no País de Gales. [124]

Desenvolvedores de projetos hidrelétricos necessitam obter diversas permissões e licenças antes do desenvolvimento do projeto. A maioria das licenças são emitidas pela *Natural Resources Wales* e pela Autoridade de Planejamento Local da área do projeto. Entre as licenças requeridas estão as de captação e represamento. A licença de captação para geração hidrelétrica estabelece a quantidade de água que pode ser captada, além das demais condições sobre como a captação deve ser operada para que haja água suficiente no curso para proteger a ecologia e os direitos de uso de outros agentes.

Existem dois tipos principais de licença de captação: (i) Licença completa: tipo mais comum de licença, necessária para a captação de água e transporte através de um tubo ou canal aberto diretamente para a turbina de geração; e (ii) Licença de transferência: necessária quando há o transporte de água de uma fonte de abastecimento para outra, como por exemplo, de um rio principal para um canal, para subsequente recaptação e utilização dentro de uma turbina. Novas licenças de captação possuem um prazo, que podem variar de 6 anos até 18 anos – mas todas são elegíveis para renovação quando expiram. Além disso, uma licença de captação pode não ser exigida se a hidroelétrica estiver localizada inteiramente dentro de um curso de água e não houver captação de água da fonte (como por exemplo, um esquema onde as turbinas são instaladas em um açude existente e a água permanece dentro do canal durante a operação).

A maioria dos projetos fio d'água exigem a construção de um novo açude ou a modificação de um açude existente, para realizar a captação de água. Uma licença de represamento é necessária para garantir que qualquer barragem, açude ou estrutura semelhante não obstrua o fluxo do rio em detrimento do ambiente fluvial ou de outros utilizadores da água. Para solicitar essa licença, os desenvolvedores devem apresentar desenhos do projeto hidrelétrico e como a captação de água associada será gerenciada. No entanto, é pouco provável que a autoridade conceda novas licenças de represamento para rios de menor captação; é mais provável o licenciamento em bacias hidrográficas, por exemplo.

Para grandes projetos hidrelétricos, também pode ser necessário um acordo com o operador do sistema para regular a forma como os recursos são operados. Outras permissões, ações e estudos requeridos pela entidade para o desenvolvimento de projetos hidrelétricos no país incluem: (i) aprovação da passagem de peixes; (ii) licença de atividades com risco de inundação e autorização de curso de água ordinário; (iii) permissão de planejamento; (iv) avaliação das consequências das inundações; e (v) consultar outros usuários do rio. [125]

6.7. NOVA ZELÂNDIA

6.7.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A tecnologia hidrelétrica é a principal fonte de energia do sistema neozelandês, responsável por quase 60% da capacidade instalada nacional. A Tabela 41 e o mapa da Figura 81 apresentam as principais características das 2 principais cascatas identificadas no país: Waikato e Waitaki. Juntas, elas somam

cerca de 30% da capacidade instalada total do país (e metade da capacidade hídrica). A Waikato tem uma única empresa proprietária dos principais ativos que a compõe, enquanto a Waitaki possui duas – todas as três empresas com participação pública majoritária no quadro de acionistas.

Tabela 41: Parâmetros das principais cascatas da Nova Zelândia.



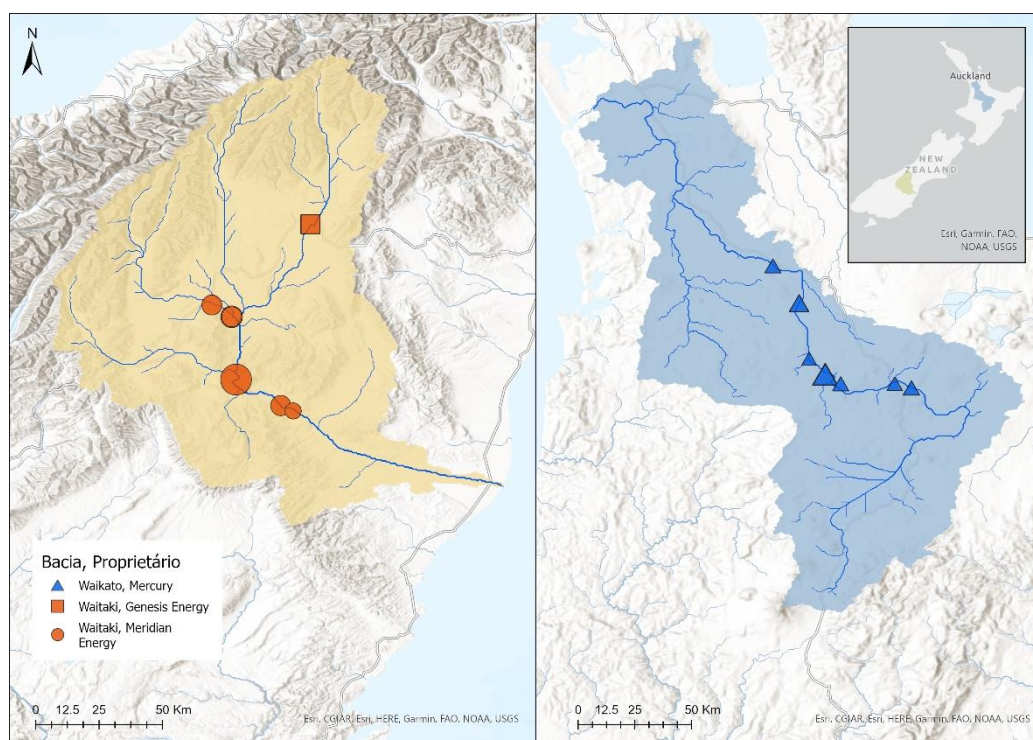
Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Waikato 	7	1	972 MW	10,0%	
Waitaki 	7	2	1.717 MW	17,7%	

Figura 81: Mapa das principais cascatas do sistema neozelandês, com identificação de proprietários.



6.7.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

Atualmente, as licenças de uso da água são atribuídas sob a Lei de Gestão de Recursos. As licenças de uso da água podem ser emitidas por um período máximo de 35 anos e, atualmente, não podem ser renovadas. Embora não possam ser renovadas, os titulares com licenças existentes podem solicitar uma nova licença para a mesma atividade e possuem prioridade com relação a outros requerentes. [126]

Há alguns limites de segurança estabelecidos com relação ao uso da água. Por exemplo, há um limite diário de captação de água e limites de vazão, ambos baseados em estudos detalhados da região. Os limites ambientais consideram também a presença de comunidades nas proximidades e a biodiversidade terrestre nas redondezas. Atualmente, a Lei de Gestão de Recursos está em processo de reforma e espera-se que os limites ambientais sejam revisados [127].

6.7.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Não há um mecanismo específico para o gerenciamento de cascatas na Nova Zelândia. É possível estabelecer algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras para acomodar externalidades da operação, mas de forma privada e independente ao mercado.

Cabe mencionar que as duas empresas que dividem a cascata Waitaki, Genesis e Meridian, são derivadas da dissolução da ECNZ em 1998-99, conforme descrito em 3.7.3. Ambas as empresas foram parcialmente privatizadas apenas em 2013-14, com a abertura de capital, mas o Governo Neozelandês permaneceu com aproximadamente 51% das ações. Sendo assim, o Governo é o sócio majoritário de ambas as empresas, e segue sendo o responsável pela sua gestão. Isso reduz substancialmente a chance de conflitos e disputas relacionados à geração das usinas. Além disso, a abertura de capital das empresas foi um evento relativamente recente, tendo transcorrido pouco tempo para o desenvolvimento de um histórico de conflitos.

6.8. CALIFÓRNIA (CAISO)

6.8.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A tecnologia hidrelétrica é uma importante fonte de energia no sistema californiano, responsável por cerca de 17% da capacidade instalada do estado. A Tabela 42 e o mapa da Figura 82 apresentam as principais características das 6 principais cascatas identificadas no sistema: American, Feather, Kings, Sacramento e Stanislaus. Juntas, elas somam pouco mais de 9% da capacidade instalada total do sistema.

Tabela 42: Parâmetros das principais cascatas da Califórnia.







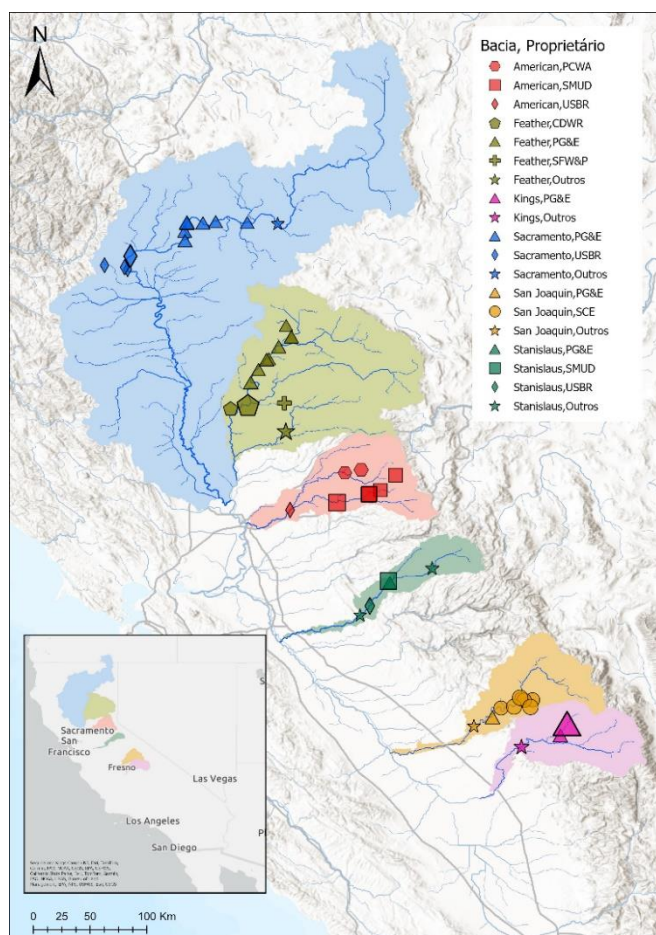
Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
American 	8	3	1.099 MW	1,3%	
Feather 	12	4	1.900 MW	2,2%	
Kings 	4	3	1.391 MW	1,6%	
Sacramento 	12	3	1.947 MW	2,3%	
San Joaquin 	9	2	1.144 MW	1,4%	
Stanislaus 	5	5	737 MW	0,9%	

Figura 82: Mapa das principais cascatas do sistema Californiano, com identificação de proprietários.



6.8.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

A Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) é a entidade responsável pela emissão de licenças para todos os projetos hidrelétricos dos EUA, além de fazer cumprir as condições de cada licença durante sua vigência e realizar inspeções ambientais e de segurança do projeto. Uma licença hidrelétrica original autoriza a construção e operação de um projeto por um prazo de até 50 anos. Uma renovação de licença autoriza a continuação da operação de um projeto existente (previamente licenciado) por até 50 anos. A FERC deve cumprir uma variedade de leis federais, como a Lei da Água Limpa (para proteger a qualidade da água), a Lei das Espécies Ameaçadas (para proteger espécies de plantas e animais ameaçadas e em perigo) e a Lei de Preservação Histórica Nacional (para proteger culturalmente lugares significativos e propriedades históricas), e garantir que os projetos as cumpram [128].

Na Califórnia, há ainda o Departamento de Recursos Hídricos, que é responsável pela gestão do Sistema de Informação de Gestão de Irrigação da Califórnia (CIMIS), que coleta e fornece dados meteorológicos cruciais ao público para programação de irrigação, análises de equilíbrio hídrico, manejo de pragas, geração de energia, combate a incêndios, previsão do tempo e pesquisa científica. O departamento também administra o Programa de Uso da Terra e da Água, que desenvolve estimativas de uso da água em vários setores para o planejamento hídrico do estado [129].

6.8.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Não há um mecanismo específico para o gerenciamento de cascatas na Califórnia. É possível estabelecer algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras para acomodar externalidades da operação, mas de forma privada e independente ao mercado.

Cabe ressaltar que, apesar da existência de múltiplos proprietários em uma mesma cascata, a maior parte do potencial de geração hidrelétrica na Califórnia (em especial, usinas de grande porte) é propriedade de empresas públicas. Apesar de isso não significar ou garantir uma operação em sintonia, reduz substancialmente a chance de conflitos e disputas relacionados à geração das usinas.

6.9. PJM

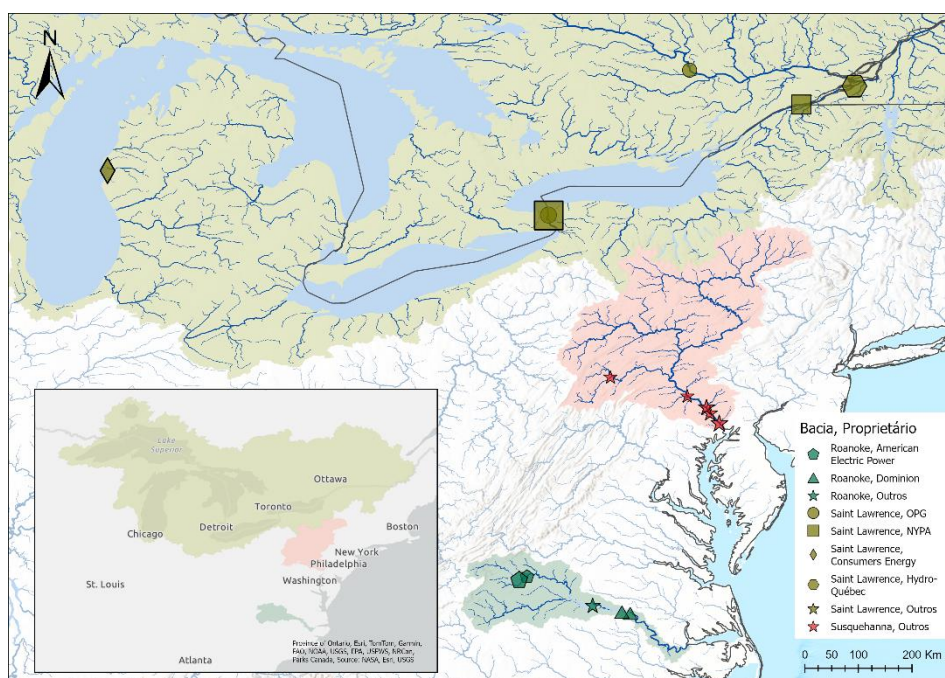
6.9.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

O PJM é um sistema majoritariamente termoelétrico, com as usinas hidrelétricas representado apenas cerca de 5% da capacidade instalada total do sistema. A Tabela 43 e o mapa da Figura 83 apresentam as principais características das 3 principais cascatas identificadas no sistema: Roanoke, Saint Lawrence e Susquehanna. Juntas, elas somam cerca de 3,8% da capacidade instalada total do sistema. Em todos os casos há a presença de múltiplos proprietários em uma mesma cascata.

Tabela 43: Parâmetros das principais cascatas do PJM.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Roanoke ■	5	3	1.162 MW	0,6%	
Saint Lawrence ■	8	4	8.109 MW	4,1%	
Susquehanna ■	5	5	1.237 MW	0,6%	

Figura 83: Mapa das principais cascatas do sistema do PJM, com identificação de proprietários.



6.9.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

A regulamentação para o uso de recursos hídricos nos Estados Unidos reúne diversas leis a nível federal, estadual e regional. As regras também variam dependendo se o projeto em questão é de propriedade federal ou não. Uma distinção geral pode ser feita entre os projetos que são (1) propriedade do governo federal – correspondendo a 49% da capacidade instalada nacional, compostos pelas usinas pertencentes ao U.S. Bureau of Reclamation (na região oeste dos Estados Unidos), ao Corpo de Fuzileiros Navais e à Tennessee Valley Authority; e (2) aqueles que não são – correspondendo a 51% da capacidade nacional, pertencentes às concessionárias públicas e privadas, bem como aos produtores independentes.

As hidroelétricas de propriedade federal se distinguem pela finalidade dos projetos, onde a geração de energia elétrica é usualmente um subproduto (por exemplo, muitos projetos foram desenvolvidos pelo exército estadunidense para auxiliar na navegação e controle de cheias; já os projetos do U.S. Bureau of Reclamation se destinam à irrigação e captação de água), e pela forma como a energia é vendida – enquanto os projetos não federais podem comercializar sua energia a mercado, os projetos federais são regulados a serviço pelo custo, vendendo a energia principalmente por contratos de longo-prazo.

Duas leis fornecem uma base para o marco regulatório atual: a Reclamation Act, de 1902 e o Federal Water Power Act, de 1920. A primeira autorizou o desenvolvimento de projetos de irrigação, incluindo barragens e reservatórios, em 17 estados da região oeste. A segunda estabeleceu a regulamentação federal para o desenvolvimento de energia hidroelétrica nos Estados Unidos e fornece à FERC a base legal para decisões regulatórias relacionadas à energia hidrelétrica.

Todos os projetos, federais ou não, devem cumprir com as condições estabelecidas em suas licenças para a construção e a operação dos empreendimentos, bem como limites técnicos que devem ser obedecidos durante a operação do empreendimento – tais como níveis de vazão, níveis de armazenamento, dentre outros. Ainda assim, o caráter de usos múltiplos da água é mais evidente na operação dos projetos federais [130].

6.9.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Não há um mecanismo específico para o gerenciamento de cascatas no PJM. É possível estabelecer algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras para acomodar externalidades da operação, mas de forma privada e independente ao mercado.

Cabe ressaltar que, apesar da existência de múltiplos proprietários em uma mesma cascata, a maior parte do potencial de geração hidrelétrica no PJM (em especial, usinas de grande porte) é propriedade de empresas públicas. Apesar de isso não significar ou garantir uma operação em sintonia, reduz substancialmente a chance de conflitos e disputas relacionados à geração das usinas.

6.10. TEXAS (ERCOT)

6.10.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

O Texas é um sistema majoritariamente termoelétrico, com as usinas hidrelétricas representado apenas cerca de 1% da capacidade instalada total do sistema. A Tabela 44 e o mapa da Figura 84 apresentam as principais características das 2 principais cascatas identificadas no sistema: Colorado e Grande. Juntas,

elas somam cerca de 0,3% da capacidade instalada total do sistema. A cascata da bacia de Colorado tem um único proprietário detendo os principais ativos, enquanto na bacia Grande coexistem múltiplos proprietários.

Tabela 44: Parâmetros das principais cascatas do Texas.



Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Colorado 	5	1	275 MW	0,2%	
Grande 	3	3	110 MW	0,1%	

Figura 84: Mapa das principais cascatas do sistema do Texas, com identificação de proprietários.



6.10.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

No Texas, a TCEQ (*Texas Commission on Environmental Quality*) é a entidade responsável por regular o uso da água no estado através de um sistema de direitos de uso de água. A água pluvial e fluvial no Texas é de propriedade do estado, quem concede os direitos de uso a diversas partes, como agricultores, mineradores, indústrias, empresas e outros agentes públicos e privados. De acordo com o Plano de Águas do Estado de 2022 (*2022 State Water Plan, Texas Water Development Board*), cerca de 77% do uso de água do estado atualmente é destinado à irrigação, 7% ao uso municipal, 6% à geração hidrelétrica, 5% à indústria, 4% à mineração e 1% ao uso pecuário.

Os direitos de uso de água são classificados entre perpétuos e com prazo limitado/temporário. Os direitos perpétuos concedem uma prioridade no uso da água a aqueles que possuem os direitos por

mais tempo, ou seja, por antiguidade, o que é conhecido como "*first in time, first in right*". Em tempos de seca, por exemplo, aqueles com direitos mais antigos têm preferência no uso da água em relação aos direitos mais recentes. Esses direitos também especificam o volume de água que pode ser utilizado por ano, e permitem que a água seja armazenada, desviada ou ambos. Além disso, eles podem ser comprados, vendidos ou arrendados. Os direitos temporários, por outro lado, não possuem ordem de prioridade e não podem ser comercializados. Além disso, direitos temporários são os últimos na lista de prioridade de uso de água, após todos os direitos perpétuos. Por fim, a água usada para uso doméstico e pecuário não carece de permissão e possui preferência no uso da água sobre os agentes que detêm direitos (ambos, perpétuos e temporários).

Portanto, a ordem de prioridade no uso da água é a seguinte: (1) uso doméstico e pecuário (não associado a um direito de uso de água); (2) direitos perpétuos por ordem de antiguidade; e (3) direitos temporários. Desta forma, um agente que detém um direito perpétuo pode solicitar a redução no uso da água de um agente com direito temporário (ou com direito perpétuo menos antigo) a montante caso não consiga obter um volume de água adequado em uma situação de escassez. Da mesma forma, um usuário doméstico ou pecuário a jusante pode solicitar a redução no uso da água de um agente que detém um direito de uso de água.

O Conselho de Desenvolvimento de Água do Texas (*Texas Water Development Board*) elabora quinquenalmente um relatório de planejamento hídrico regional para o estado (*State Water Plan*), contendo diversos lineamentos e estratégias para a gestão de águas no longo-prazo, incluindo projeções do uso de água por setor e como gerenciar crises hídricas futuras – no entanto, o plano é apenas indicativo. De uma forma geral, o Texas não conta com uma diretriz específica para o uso de água na geração hidrelétrica ou armazenamento. Os agentes devem, portanto, adquirir suas permissões e gerenciar o uso da água em seus ativos de acordo com seus volumes permitidos e demais condições impostas, respeitando a prioridade de uso definida por regulação.

6.10.3. GESTÃO DE CASCATAS COM MÚLTIPLOS DONOS

Não há um mecanismo específico para o gerenciamento de cascatas no Texas. É possível estabelecer algum tipo de negociação bilateral entre as companhias geradoras para acomodar externalidades da operação, mas de forma privada e independente ao mercado.

Cabe ressaltar que, apesar da existência de múltiplos proprietários em uma mesma cascata, a maior parte do potencial de geração hidrelétrica no Texas (em especial, usinas de grande porte) é propriedade de empresas públicas. Apesar de isso não significar ou garantir uma operação em sintonia, reduz substancialmente a chance de conflitos e disputas relacionados à geração das usinas.

7. Conclusões

O projeto de revisitar metodologias de formação de preço spot da energia no Brasil é bastante amplo e complexo, e uma primeira etapa importante é a investigação de experiências internacionais. Neste relatório e no relatório e2r1, foram feitas análises comparativas com grupos de países que aplicam a formação de preços “baseada em custos” e “baseada em ofertas”. Tal análise incluiu todo o trabalho de contextualização dos países em questão, para que semelhanças e diferenças possam ser identificadas e aprendizados possam ser devidamente transpostos à realidade brasileira. Há uma série de outros aspectos que podem influenciar tanto as escolhas de desenho tomadas pelos países como o seu sucesso (ou fracasso) de implementação, que foram exploradas nos capítulos 3 e 5.

De um modo geral, os países que adotam mecanismos de formação de preço “por oferta” analisados neste relatório tendem a ser mercados mais maduros do que os países analisados no relatório e2r1, que adotam mecanismos de formação de preço “por custos”. Apesar destas diferenças que se manifestam tanto nas características do desenho de mercado quanto nos aspectos físicos e socioeconômicos de cada país, a estrutura robusta construída permitiu que fossem criadas tabelas comparativas que permitem colocar todos os países (independentemente do modelo de formação de preço) em uma mesma base. As Tabela 45 e Tabela 46 resumem os principais elementos de mercado dos sistemas analisados.

Tabela 45: Principais elementos de mercado dos sistemas “por oferta” analisados na etapa de análise da experiência internacional.

Quesito	COL	MER	ESP	NOR	GBR	NZL	CA	PJM	TX
Iterações de mercado	Simples	Simples	Múltipla	Múltipla	Múltipla	Simples	Múltipla	Dupla	Dupla
Diferença modelo fís. e fin.	Parâmetro	Não há	Parâmetro	Parâmetro	Parâmetro	Não há	Não há	Parâmetro	Não há
Resolução temporal	Horário	Horário	Horário	Horário	30min	30min	5min	5min	5min
Resolução espacial	Único	Zonal	Zonal	Zonal	Único	Nodal	Nodal	Nodal	Nodal
Curva quant-preço	Limitada	Limitada	Limitada	Flexível	Limitada	Flexível	Flexível	Flexível	Flexível
Otimização de armazenamento	Explícita	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Não inclui	Explícita	Não inclui	Não inclui
Produto confiabilidade	Leilão	Não há	Não há	Não há	Leilão	Não há	Não há	Leilão	Não há
Produto energia limpa	Crédito carbono	Não há	Não há	REC	Licença emissão	Licença emissão	REC	REC	REC
Múltiplos proprietários na cascata?	Sim	Não aplica	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim

Tabela 46: Principais elementos de mercado dos sistemas "por custo" analisados na etapa de análise da experiência internacional.

Quesito	Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil
Iterações de mercado	Simples	Simples	Simples	Dupla	Simples	Simples*
Diferença modelo fís. e fin.	Nenhuma	Estrutural	Nenhuma	Nenhuma	Parâmetro	Parâmetro
Resolução temporal	Horária	Horário	Horária	Horária	30 minutos	Horário
Resolução espacial	Nodal	Zonal	Nodal	Nodal	Nó único	Zonal
Curva quant-preço	Limitada + validação	Semiflexível + esporádica	Limitada + esporádica	Flexível + validação	Flexível + validação	Limitada+ esporádica
Otimização de armazenamento	Explícita + esporádica	Não representado	Explícita + validação	Explícita + validação	Explícita + validação	Explícita sem oferta
Produto confiabilidade	Preço regulado	Preço regulado	Preço regulado	Preço equilíbrio	Virtual/ Implícito	Virtual/ Implícito
Produto energia limpa	Certificados	Certificados + CO ₂	Não há	Certificados	Não há	Virtual/ Implícito
Múltiplos proprietários na cascata?	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim

Como talvez fosse de se esperar no contexto de mercados elétricos baseados em custos, a maior parte dos países analisados ainda têm traços de um mercado mais centralizado. Em contraste, os mercados baseados em oferta tendem a apresentar características bastante descentralizadas. Há, ainda, alguns mercados com um desenho mais intermediário, que facilitam uma possível transição entre mecanismos.

É interessante destacar os contrastes geográficos presentes entre os sistemas “por oferta” analisados: os mercados europeus (Grã-Bretanha, Noruega, e Espanha) são similares entre si, por exemplo por representarem um modelo zonal para a formação de preços que é tratado como intrinsecamente diferente do modelo físico e por colocarem ênfase em características como a possibilidade de competição entre os power exchanges e a implementação de mercados contínuos que dão maior flexibilidade para as transações. Os mercados dos Estados Unidos (Califórnia, PJM e Texas) formam outro grupo de países similares entre si, com a aplicação de modelos de mercado nodais, e uma maior proximidade entre o modelo físico e o modelo financeiro e a representação explícita de produtos reserva. Apesar destas diferenças, entretanto, é importante destacar que ambos estes grupos possuem mais elementos em comum do que discrepâncias – em particular, países como a Colômbia, Nova Zelândia e MER não possuem nem um mercado nodal ou de reservas tão robusto quanto os mercados “americanos”, nem um mercado contínuo de energia com power exchanges tão robusto quanto os mercados “europeus”, e ainda assim possuem elementos que permitem classificá-los inequivocamente como mercados “por oferta”.

Embora não tenha sido considerada nesta pesquisa internacional uma categoria “híbrida” para modelos intermediários entre um mecanismo “por custo” e “por oferta”, na prática foram identificados diversos países que têm elementos mistos no seu desenho. Em particular, o México e o Vietnã, embora constituam mercados “por custo”, possuem mecanismos para que os agentes submetam suas informações dentro de alguns limites bastante estritos.

É de se esperar que o caminho recomendado para o Brasil para a exploração de um mercado de eletricidade “por oferta” adote os elementos mais consolidados dos diferentes mercados internacionais estudados caso a caso e sempre que fizer mais sentido para a realidade do país.

No que diz respeito aos mecanismos de gestão dos reservatórios e cálculo do valor da água, é interessante observar que os países com formação de preço “por oferta” em geral aplicam mecanismos significativamente mais simples do que os países com formação de preço “por custo”. Isto porque, nos modelos “por oferta”, não cabe mais ao operador a responsabilidade de centralizar este tipo de análise – em vez disso, cada agente de mercado é responsável por construir o seu próprio modelo para tomar a decisão de como fazer a gestão intertemporal do reservatório, traduzindo esta estratégia em um conjunto de ofertas de mercado. Desta forma, a complexidade fica embutida nas ofertas dos agentes, não sendo explicitada nas regras de mercado.

Evidentemente, é importante tomar certos cuidados antes de aplicar esta lógica de descentralização ao caso brasileiro. Talvez o contraste que mais chama a atenção é o fato de o Brasil ter uma fração tão grande da sua capacidade de geração concentrada em poucas cascatas hidrelétricas de alta complexidade – como apresentado no relatório e2r1, a principal cascata da bacia do Paraná representa 22% da potência instalada total do país, com 22 diferentes proprietários. Em contraste, entre os sistemas deste relatório, nenhuma cascata possui mais de 4 proprietários distintos; e apenas 3 dos países analisados (Colômbia, Espanha, e Nova Zelândia) têm alguma cascata que concentre mais de 10% da potência instalada do país. Nos países analisados no relatório e2r1, a cascata com maior diversidade de proprietários possui também apenas 5 empresas, e em uma cascata que representa menos de 4% da capacidade instalada total do país. Estas diferenças de natureza física sugerem que será necessário adaptar o mecanismo “por oferta” para adequá-lo à realidade brasileira; o que será feito ao longo do projeto Meta II Formação de Preço. Além disso, há pouca informação pública sobre a gestão dessas cascatas com múltiplos proprietários. Na maioria dos casos, não existe nenhum mecanismo específico para tal. No Nord Pool, há exemplos de consórcios e condomínios, mas também com pouca informação pública. De forma geral, o gerenciamento das cascatas tende a ser delegado aos agentes proprietários.

Finalmente, os exemplos apresentados nas seções de destaques históricos evidenciam e reforçam a necessidade de garantir um mercado competitivo e com incentivos corretos. Mercados com diferentes graus de maturidade e características físicas passaram por eventos com fortes indícios de manipulação por parte dos agentes, que poderiam ter sido evitados se as condições anteriores fossem garantidas.

8. Referências

- [1] XM, "Listado de recursos de generación." [Online]. Available: https://sinergox.xm.com.co/layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={CA2AAC95-83D2-4573-AEB9-42C0CC10780C}&file=Listado_Recursos_Generacion.xlsx&action=default
- [2] EOR, "Planeamiento Operativo de América Central 2023-2024 (actualización julio 2023)," Jul. 2023.
- [3] European Network of Transmission System Operators, "Transparency Platform." [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [4] Department for Energy Security & Net Zero (DESNZ), "Power stations in the United Kingdom, May 2023 (DUKES 5.11)." [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- [5] Electricity Market Information, "Existing generation plant." [Online]. Available: <https://www.emi.ea.govt.nz/Wholesale/Datasets/Generation/GenerationFleet/Existing>
- [6] California Energy Commission, "Electric Generation Capacity and Energy." [Online]. Available: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>
- [7] Monitoring Analytics, "Monitoring Analytics. State of the Market Report for PJM 2022," 2023. [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml
- [8] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), "Capacity Demand and Reserves Report December 2023." [Online]. Available: <https://www.ercot.com/gridinfo/resource>
- [9] Global Energy Monitor, "Global Energy Monitor Website." [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/>
- [10] G. E. Monitor, "GEM Wiki." [Online]. Available: https://www.gem.wiki/Main_Page
- [11] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Informe de Supervisión del Mercado Peninsular Mayorista Al Contado de Electricidad Año 2021." 2023. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde01322>
- [12] Autoridade Reguladora de Energia Norueguesa, "Ownership in Norwegian hydro and wind power." [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/eierskap-i-norsk-vann-og-vindkraft/>
- [13] Trading Economics, "UK Natural Gas." [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/uk-natural-gas>
- [14] Wikipedia, "List of power stations in California." [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_California
- [15] Public Utility Commission of Texas (PUCT), "PGC facility." [Online]. Available: <https://www.puc.texas.gov/industry/electric/business/pgc/pgc.aspx>

- [16] Investing.com, "USD/COP - Dólar Americano Peso Colombiano." [Online]. Available: <https://br.investing.com/currencies/usd-cop-historical-data>
- [17] Climate Prediction Center, "Cold & Warm Episodes by Season." [Online]. Available: http://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php
- [18] XM, "Precio promedio ponderado de bolsa." [Online]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>
- [19] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, "MER." [Online]. Available: <https://crie.org.gt/mer/>
- [20] EOR, "Información comercial del MER." [Online]. Available: <https://www.enteoperador.org/dashboards/dashboard-informacion-comercial-del-mer/>
- [21] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Spanish Energy Regulator's National Report to the European Commission 2018." 2018. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/expedientes/national-report-2018>
- [22] Operador del Mercado Ibérico de Energía Espanhol, "Day-Ahead Market Operation." 2023. [Online]. Available: <https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/day Ahead Market.pdf>
- [23] Investing.com, "Datos Históricos – Dutch TTF Natural Gas Futures." [Online]. Available: <https://br.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-c1-futures-historical-data>
- [24] Law Reviews, *Energy Regulation and Markets Review 12th edition*. 2023.
- [25] Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, "Energy Facts Norway." [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/elsertifikater/>
- [26] Nasdaq, "EEX and Nasdaq Commodities Announce Intention to Transfer Nasdaq's European Power Business to EEX." [Online]. Available: <https://www.nasdaq.com/press-release/eex-and-nasdaq-commodities-announce-intention-to-transfer-nasdaqs-european-power>
- [27] Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, "Energy Facts Norway." [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- [28] Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, "Energy Facts Norway," 2023, [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/>
- [29] Autoridade Reguladora de Energia Norueguesa, "Norway and the European power market." [Online]. Available: <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/wholesale-market/norway-and-the-european-power-market/>
- [30] Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, "Energy Facts Norway." [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/en/regulation-of-the-energy-sector/konsesjonsbehandling/>
- [31] Nord Pool, "Market Data." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1>
- [32] Ofgem, "Wholesale Day Ahead Contracts Price Trends." [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/wholesale-market-indicators>

- [33] Electricity Market Information, "Wholesale price summary." [Online]. Available: https://www.emi.ea.govt.nz/Wholesale/Reports/G42MES?DateFrom=20221123&DateTo=20231122&RegionType=POC_REF&rsdr=L364D&si=dr_DateFrom|20221123,_dr_DateTo|20231122,_dr_RegionType|POC_REF,_dr_rsdr|L364D,v|4
- [34] Investing.com, "NZD/USD - Dólar Neozelandês Dólar Americano." [Online]. Available: <https://br.investing.com/currencies/nzd-usd-historical-data>
- [35] EIA, "Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data." [Online]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/wholesale/>
- [36] California State Auditor, "Report 2001-009 Summary," 2001. [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-power-procurement/resource-adequacy-homepage>
- [37] National Geographic, "Case Study: California Blackouts." [Online]. Available: <https://education.nationalgeographic.org/resource/case-study-california-blackouts/>
- [38] ABC News, "Why California has blackouts: A look at the power grid," *ABS News*. [Online]. Available: <https://abcnews.go.com/US/california-blackouts-power-grid/story?id=89460998>
- [39] The New York Times, "Dodging Blackouts, California Faces New Questions on Its Power Supply." [Online]. Available: <https://www.nytimes.com/2022/09/25/business/energy-environment/california-energy-grid-heat.html>
- [40] The Wall Street Journal, "California's Last-Ditch Effort to Avoid Blackouts: Texting Consumers." [Online]. Available: <https://www.wsj.com/articles/california-avoids-blackouts-by-texting-convincing-consumers-to-slash-power-use-11662658114>
- [41] PJM, "PJM 101: The Basics." [Online]. Available: <https://www.pjm.com/training/-/media/2F50B2D760BF44F1BC7C5A2A42EA2D2A.ashx>
- [42] Monitoring Analytics, *Dispatch and Pricing Issues*. 2019. [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2019/IMM_MIC_Special_Session_Dispatch_and_Pricing_Issues_20191002.pdf
- [43] Energy Information Administration, "Natural Gas." [Online]. Available: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>
- [44] Monitoring Analytics, "Components of PJM Price." [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml
- [45] Potomac Economics, "Wholesale Electricity Market Monthly Reports." [Online]. Available: <https://www.potomaceconomics.com/document-library/?filtermarket=ERCOT&filterorder=DESC>
- [46] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Aspectos Comerciales Del Mercado Mayorista de Energía Del Reglamento de Operación." 1995. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_1995.htm
- [47] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Resolución 23 de 2005." 2005. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0023_2005.htm

- [48] P. Corredor, U. Helman, D. Jara, and F. A. Wolak, "Mission of energy transformation and modernization of the electricity industry: roadmap for the energy of the future." 2020. [Online]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/7682/1_EN_Competition_participation_and_structure_of_the_electricity_market.pdf
- [49] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, "Uso y Aprovechamiento." [Online]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/gestion-integral-del-recurso-hidrico/uso-y-aprovechamiento/>
- [50] XM, "Transacciones y Precio." [Online]. Available: https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Historicos/Historicos.aspx#InplviewHash5ca2173e-1541-4ec7-9d1c-e145e3dffae3=Paged%3DTRUE-p_SortBehavior%3D0-p_FileLeafRef%3DDelta%255fInternacionalyDelta%255fNacional%255f%2528%2524kWh%2529%255f2022%252exlsx-p_ID%3D663-PageFirstRow%3D31
- [51] S. D. McRae and F. A. Wolak, "Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market." 2018. [Online]. Available: <https://www.sdmcrae.com/publication/market-power-hydro-dominated/market-power-hydro-dominated.pdf>
- [52] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento." 2014. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0026_2014.htm
- [53] European Network of Transmission System Operators, "Single Day-ahead Coupling (SDAC)." [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/
- [54] European Network of Transmission System Operators, "Single Intraday Coupling (SIDC)." [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/
- [55] Operador del Mercado Ibérico de Energía Espanhol, "Details of the Intraday Market's Operation." 2023. [Online]. Available: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/intraday_and_continuous_markets.pdf
- [56] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Resolução de 23 de fevereiro de 2023." 2023. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-5582
- [57] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Resolução de 19 de outubro de 2023." 2023. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-22497
- [58] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Resolução de 17 de março de 2022." 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-4969>
- [59] Next Kraftwerke, "What is a Balancing Responsible Party (BRP) / Access Responsible Party (ARP)." [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/balancing-responsible-party-brp>
- [60] Nord Pool, "The Day-Ahead Market." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>

- [61] Nord Pool, "The Intraday Market." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Intraday-market/>
- [62] Nord Pool, "Day-Ahead Trading Order Types." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>
- [63] Statnett, "Introduction To The Reserve Market." [Online]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>
- [64] Statnett, "Introduction to Norwegian reserve markets." 2023. [Online]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/05-dokumentlisteblokker/introduksjon-til-reserver/how-the-reserve-markets-works.pdf>
- [65] eSett, *Nordic Imbalance Settlement Handbook*. 2023. [Online]. Available: <https://www.esett.com/app/uploads/2023/10/NBS-Handbook-v4.5-1.pdf>
- [66] Electricity Authority of New Zealand, "Electricity Industry Participation Code 2010." 2023. [Online]. Available: https://www.ea.govt.nz/documents/3855/FULL_MERGED_CODE_-_1_AND_31_OCTOBER_2023.pdf
- [67] NZX, "Managed Services – Energy." [Online]. Available: <https://www.nzx.com/services/energy-markets/services>
- [68] California Energy Commission, "Map of the balancing authority areas in California." [Online]. Available: <https://cecgis-caenergy.opendata.arcgis.com/documents/07c4d7253138472782716db5ff4cf62a/explore>
- [69] CAISO, "Fifth Replacement FERC Electric Tariff." 2020. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/Documents/Conformed-Tariff-as-of-Dec1-2020.pdf>
- [70] CAISO, "Attachment P - Energy Bid Caps." 2021. [Online]. Available: https://www.caiso.com/Documents/BPM_for_MarketInstruments_Attachment_P_DRAFT.pdf
- [71] CAISO, "Business Requirements Specification FERC 831 - Import Bidding and Market Parameters." 2021. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/documents/businessrequirementspecificationferc831importbiddingmarketparameters.pdf>
- [72] Department of Market Monitoring, "Annual Report on Market Issues & Performance 2019." [Online]. Available: <https://www.caiso.com/documents/2019annualreportonmarketissuesandperformance.pdf>
- [73] CAISO, "Market Operations BPM 72hr RUC PRR." 2011. [Online]. Available: <https://bpmcm.caiso.com/Lists/PRR%20Details/Attachments/479/Market%20Operations%20BPM%2072hr%20RUC%20PRR.pdf>
- [74] PJM, "Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations." 2023. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

- [75] PJM, "Day-Ahead Energy Market." 2018. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/gen-exam-materials-feb-18-2019/training-material/02-generation/2-1-day-ahead-energy-market.ashx>
- [76] Comisión de Regulación de Energía y Gas, "Metodología para la Remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía." 2006. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0071_2006.htm
- [77] XM, "Memorias de capacitaciones y seminarios." [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/formacion/memorias>
- [78] Guayo, *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets*. 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1093/oso/9780192849809.003.0022>
- [79] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, "Circular 2/2021, 10 de fevereiro de 2021." 2021. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-2570>
- [80] Operador del Mercado Ibérico de Energía Español, "Market Results." [Online]. Available: <https://www.omie.es/en/market-results/>
- [81] Operador del Mercado Ibérico de Energía Português, "Power Derivatives Portfolio." [Online]. Available: <https://www.omip.pt/en/electricity>
- [82] European Energy Exchange, "Contract specification." [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/markets/trading-ressources/rules-and-regulations#342>
- [83] OMIClear, "Margining Model." [Online]. Available: <https://www.omiclear.pt/en/margining-model>
- [84] Unión Española Fotovoltaica, "Informe Anual UNEF - Energía Solar, apuesta segura por la recuperación económica." [Online]. Available: <https://www.uneef.es/es/recursos-informes>
- [85] Beyond Fossil Fuels, "Beyond Fossil Fuels Website." [Online]. Available: <https://beyondfossilfuels.org/coal/>
- [86] Comissão Europeia, "Draft Update of the Plan Integrated National Energy and Climate 2023-2030." 2023. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/publications/spain-draft-updated-necp-2021-2030_en
- [87] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Régimen Retributivo Específico." [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-retributivo-especifico.html>
- [88] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Renovables Eléctricas, Cogeneración y Residuos." [Online]. Available: <https://energia.gob.es/renovables/Paginas/regimen-retributivo-especifico.aspx>
- [89] Wenger, *Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets*. 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1093/oso/9780192849809.003.0020>

[90] Ministério de Petróleo e Energia da Noruega, “Energy Facts Norway,” 2023, [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

[91] Nasdaq, “Monthly Market Reports.” [Online]. Available: <https://www.nasdaq.com/solutions/monthly-market-reports-european-commodities>

[92] Nord Pool, “Collateral.” [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Clearing/Collateral/>

[93] Nord Pool, “Credit Risk Adjustment.” [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/4a9503/globalassets/download-center/settlement-collateral-and-fees/cra-methodology.pdf>

[94] S&P Global, “UK carbon prices plunge to record-lows as demand dries up.” [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/080223-uk-carbon-prices-plunge-to-record-lows-as-demand-dries-up>

[95] Renewable Exchange, “REGO Index Update – August 2023.” [Online]. Available: <https://renewable.exchange/blog/rego-index-update-august-2023/>

[96] Ofgem, “Electricity trading volumes and churn ratio by month and platform (GB).” [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/wholesale-market-indicators>

[97] ICE, “ICE Futures Europe - UK Electricity Future.” [Online]. Available: <https://www.ice.com/products/20788778/UK-Base-Electricity-Future-Gregorian>

[98] EEX, “Power Futures Product Overview - GB Power Future.” [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/markets/power/power-futures>

[99] New Zealand Energy Certificate System, “Energy certification as a flexible and adaptive mechanism for the future.” [Online]. Available: <https://www.certifiedenergy.co.nz/post/energy-certification-as-a-flexible-and-adaptive-mechanism-for-the-future>

[100] Ministry of Business, Innovation & Employment, “Emissions Reduction Plan.” [Online]. Available: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/low-emissions-economy/emissions-reduction-plan/>

[101] Ministry for the Environment of New Zealand, “About the New Zealand Emissions Trading Scheme.” [Online]. Available: <https://environment.govt.nz/what-government-is-doing/areas-of-work/climate-change/ets/about-nz-ets/>

[102] Electricity Authority of New Zealand, “Hedge Market.” [Online]. Available: <https://www.ea.govt.nz/industry/wholesale/hedge-market/>

[103] Ministry of Business Innovation and Employment, “Electricity statistics.” [Online]. Available: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-statistics/electricity-statistics/>

- [104] California Public Utility Commission, "Resource Adequacy Homepage." [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-power-procurement/resource-adequacy-homepage>
- [105] CAISO, "Resource Adequacy: The need for sufficient energy supplies." 2023. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/Documents/Resource-Adequacy-Fact-Sheet.pdf>
- [106] California Public Utility Commission, "Public Utilities Code." [Online]. Available: <https://leginfo.ca.gov/faces/codesTOCSelected.xhtml?tocCode=PUC&tocTitle=+Public+Utilities+Code+-+PUC>
- [107] SRECTrade, "California." [Online]. Available: <https://www.srectrade.com/markets/rps/srec/california>
- [108] Federal Energy Regulatory Commission, "Electric Power Markets." [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/electric-power-markets>
- [109] California Public Utility Commission, "2022 RPS Annual Report to the Legislature." 2023. [Online]. Available: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/industries-and-topics/documents/energy/rps/2022-rps-annual-report-to-the-legislature.pdf>
- [110] ICE, "CAISO SP-15 Day-Ahead Peak Fixed Price Future." [Online]. Available: <https://www.ice.com/products/6590382/CAISO-SP-15-Day-Ahead-Peak-Fixed-Price-Future>
- [111] CME Group, "CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP." [Online]. Available: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/electricity/caiso-sp15-ez-gen-hub-5-mw-peak-calendar-month-day-ahead-lmp-swap-futures.contractSpecs.html>
- [112] Monitoring Analytics, "Monitoring Analytics. State of the Market Report for PJM 2021," 2022. [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021.shtml
- [113] Nodal Exchange, "Contract specification." [Online]. Available: https://www.nodalexchange.com/wp-content/uploads/Nodal_Rulebook_Appendix_A-Nodal_Exchange_Contract_Specification_2023-11-28.pdf
- [114] ICE, "Intercontinental Exchange. Products - Futures & Options." [Online]. Available: <https://www.ice.com/products/Futures-Options/Energy/Electricity>
- [115] Monitoring Analytics, "State of the Market Report for PJM 2012." 2013. [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2012.shtml
- [116] ICE, "ERCOT Houston 345KV Day-Ahead Peak Fixed Price Future." [Online]. Available: <https://www.ice.com/products/61989012/ERCOT-Houston-345KV-Day-Ahead-Peak-Fixed-Price-Future>
- [117] CME Group, "ERCOT West 345 kv 5 MW Peak Futures - Contract Specs." [Online]. Available: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/electricity/ercot-west-zone-mcpe-5-mw-peak-swap-futures.contractSpecs.html>
- [118] A. N. das Á. (ANA) and C. de E. em S. da E. de A. de E. de S. P. da F. G. V. (GVCES), "Instrumentos econômicos aplicados à gestão de recursos hídricos: caminhos para sua adoção em situações de

- conflito pelo uso da água no Brasil." [Online]. Available: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/7a7e56b1-34da-4dac-9622-fa893cfd206e/content>
- [119] Vattenregleringsföretagen, "Vattenregleringsföretagen website." [Online]. Available: <https://www.vattenreglering.se/>
- [120] Environment Agency, "Managing water abstraction."
- [121] Environment Agency, "Water use and electricity generation," Dec. 2013.
- [122] Scottish Environment Protection Agency (SEPA), "Hydropower Regulations." [Online]. Available: <https://www.sepa.org.uk/regulations/water/hydropower/>
- [123] Scottish Environment Protection Agency (SEPA), "Guidance for applicants on supporting information requirements for hydropower applications." 2005.
- [124] Natural Resources Wales, "Water management." [Online]. Available: <https://naturalresources.wales/about-us/what-we-do/our-roles-and-responsibilities/water/resources/water-management/?lang=en>
- [125] Natural Resources Wales, "Approvals, licences and consents needed for hydropower schemes." [Online]. Available: <https://naturalresources.wales/permits-and-permissions/water-abstraction-and-impoundment/hydropower/approvals-licences-and-consents-needed-for-hydropower-schemes/?lang=en>
- [126] Organisation for Economic Co-operation and Development, "Water-Resources-Allocation-New-Zealand." 2015. [Online]. Available: <https://www.oecd.org/newzealand/Water-Resources-Allocation-New-Zealand.pdf>
- [127] Ministry for the Environment of New Zealand, "Resource management system reform." [Online]. Available: <https://environment.govt.nz/what-government-is-doing/areas-of-work/rma/resource-management-system-reform/>
- [128] Federal Energy Regulatory Commission, "Hydropower Licensing - Get Involved." 2016. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/hydro-guide.pdf>
- [129] California Department of Water Resources, "2018 Water Conservation Legislation." [Online]. Available: <https://water.ca.gov/Programs/Water-Use-And-Efficiency/2018-Water-Conservation-Legislation>
- [130] Water Power Technologies Office, "Hydropower Vision: A New Chapter for America's 1st Renewable Electricity Source." 2016. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/articles/hydropower-vision-new-chapter-americas-1st-renewable-electricity-source>