

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.2.r1

Diagnóstico internacional: Preço por custo

SDP Nº: 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



Conteúdo

1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos do projeto	2
1.3. Objetivos deste relatório	3
1.4. Estrutura deste relatório	3
2. Resumo executivo	5
2.1. Caracterização geral.....	5
2.2. Formação de preço	6
2.3. Mercados de longo prazo.....	7
2.4. Recursos hídricos	8
3. Caracterização dos mercados estudados	10
3.1. Notas metodológicas	10
3.2. Chile.....	12
3.3. Coreia do Sul	16
3.4. El Salvador	21
3.5. México.....	26
3.6. Vietnã	33
3.7. Brasil.....	40
4. Funcionamento do mercado spot.....	47
4.1. Notas metodológicas	47
4.2. Chile.....	52
4.3. Coreia do Sul	56
4.4. El Salvador	60
4.5. México.....	66
4.6. Vietnã	71
4.7. Brasil.....	76
5. Relação com mercados de longo prazo	82
5.1. Notas metodológicas	82
5.2. Chile.....	84
5.3. Coreia do Sul	89
5.4. El Salvador	94
5.5. México.....	97
5.6. Vietnã	102
5.7. Brasil.....	107
6. Relação com os recursos hídricos.....	111
6.1. Notas metodológicas	111

6.2.	Chile.....	113
6.3.	Coreia do Sul.....	114
6.4.	El Salvador.....	116
6.5.	México.....	117
6.6.	Vietnã.....	119
6.7.	Brasil.....	121
7.	Conclusões.....	125
8.	Referências Bibliográficas.....	126

Lista de siglas

Referência	Sigla	Significado	Tradução
Geral	AGC	Automatic Generation Control	Controle Automático de Geração
Geral	BOT	Build-Operate-Transfer	Contruir-Operar-Transferir (modelo de contrato)
Geral	CfD	Contract for Differences	Contratos por Diferença (modelo de contrato)
Geral	CR	Concentration Ratio	Taxa de Concentração
Geral	CVaR	Conditioned Value at Risk	Valor Condicionado em Risco
Geral	CVU	Custo Variável Unitário	-
Geral	FiT	Feed-in-Tariff	Tarifa de Alimentação (modelo de contrato)
Geral	IPP	Independent Power Producer	Produtor Independente de Energia
Geral	PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas	-
Geral	PPA	Power Purchase Agreement	Acordo de Compra de Energia
Geral	PPP	Public-Private Partnership	Parcerias Público-Privadas
Geral	REC	Renewable Energy Certificate	Certificado de Energia Renovável
Geral	RPS	Renewable Portfolio Standards	Padrões de Portfólio Renovável
Brasil	ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico	-
Brasil	ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
Brasil	CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	-
Brasil	CIM	Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico	-
Brasil	CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	-
Brasil	CNPE	Conselho Nacional de Política Energética	-
Brasil	CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico	-
Brasil	ENBPar	Empresa Nacional de Participações em Energia Nuclear e Binacional	-
Brasil	EPE	Empresa de Pesquisa Energética	-
Brasil	MME, MinMinas	Ministério de Minas e Energia	-
Brasil	MRE	mecanismo de realocação de energia	-
Brasil	ONS	Operador Nacional do Sistema	-
Brasil	PLD	Preço de Liquidação de Diferenças	-
Brasil	PLD	Preço de Liquidação de Diferenças	-
Brasil	PMO	Programa Mensal de Operação	-
Brasil	RAP	Receita Anual Permitida	-
Brasil	SEP	Sistema Especial de Proteção	-
Brasil	TEO	Tarifa de Energia de Otimização	-
Chile	CEN	Coordinador Eléctrico Nacional	Coordenador Elétrico Nacional
Chile	CNE	Comisión Nacional de Energía	Comissão Nacional De Energia

Referência	Sigla	Significado	Tradução
Chile	ERNC	Energías Renovables No Convencionales	Energias Renováveis Não Convencionais
Chile	LGSE	Ley General de Servicios Electricos	Lei Geral de Serviços Elétricos
Chile	PLP	Programación de Largo Plazo	Programação de Longo Prazo
Chile	SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Superintendência de Eletricidade e Combustíveis
Chile	SEN	Sistema Eléctrico Nacional	Sistema Elétrico Nacional
Chile	SIC	Sistema Interconectado Central	Sistema Interconectado Central
Chile	SING	Sistema Interconectado del Norte Grande	Sistema Interconectado do Norte Grande
Coreia do Sul	BPLE	Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand	Plano Básico para Oferta e Demanda de Eletricidade de Longo Prazo
Coreia do Sul	EITE	Emissions-Intensive Trade Exposed	Exposto ao Comércio com Uso Intensivo de Emissões
Coreia do Sul	EWP	Korea East-West Power	Electricidade Leste-Oeste da Coreia
Coreia do Sul	FCO	Flood Control Office	Escritório de Controle de Inundações
Coreia do Sul	GCAC	Generation Cost Assessment Committee	Comitê de Avaliação de Custos de G
Coreia do Sul	KEPCO	Korea Electric Power Corporation	Corporação de Energia Elétrica da Coreia
Coreia do Sul	KHNP	Korea Hydro & Nuclear Power	Energia Hidrelétrica e Nuclear da Coreia
Coreia do Sul	KNREC	Korean New and Renewable Energy Center	Centro Coreano de Energia Nova e Renovável
Coreia do Sul	KOEN	Korea South-East Power	Electricidade Sudeste da Coreia
Coreia do Sul	KOMIPO	Korea Midland Power	Electricidade Central da Coreia
Coreia do Sul	KOSPO	Korea Southern Power	Electricidade do Sul da Coreia
Coreia do Sul	KOWEPO	Korea Western Power	Electricidade Ocidental da Coreia
Coreia do Sul	KPX	Korea Power Exchange	Bolsa de Energia da Coreia
Coreia do Sul	KRCC	Korea Rural Community Corporation	Corporação Comunitária Rural da Coreia
Coreia do Sul	K-Water	Korea Water Resources Corporation	Corporação de Recursos Hídricos da Coreia
Coreia do Sul	MAFRA	Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs	Ministério da Agricultura, Alimentação e Assuntos Rurais
Coreia do Sul	MOE	Ministry of Environment	Ministério do Meio Ambiente
Coreia do Sul	MOTIE	Ministry of Trade, Industry & Energy	Ministério do Comércio, Indústria e Energia
Coreia do Sul	POSCO	Pohang Iron and Steel Company	Companhia de Ferro e Aço de Pohang
Coreia do Sul	SMP	System Marginal Price	Preço Marginal do Sistema

Referência	Sigla	Significado	Tradução
El Salvador	CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional	Conselho Diretor do Mercado Elétrico Regional
El Salvador	CECSA	Compañía Eléctrica Cucumacayán	Companhia Elétrica Cucumacayán
El Salvador	CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Comissão Executiva Hidroelétrica do Rio Lempa
El Salvador	CLP	Contratos de Largo Plazo	Contratos de Longo Prazo
El Salvador	CNE	Consejo Nacional de Energía	Conselho Nacional de Energia
El Salvador	CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica	Comissão Regional de Interconexão Elétrica
El Salvador	EDP	Energías del Pacífico	Energias do Pacífico (empresa)
El Salvador	EOR	Ente Operador Regional	Entidade Operadora Regional
El Salvador	FOB	Free on Board	"Livre a Bordo", refere-se ao preço sem custo de transporte
El Salvador	INE	Inversiones Energéticas	Investimentos Energéticos (empresa)
El Salvador	MCR	Mercado de Contrato Regional	Mercado de Contratos Regional
El Salvador	MER	Mercado Eléctrico Regional	Mercado Elétrico Regional
El Salvador	MOR	Mercado de Oportunidad Regional	Mercado de Oportunidade Regional
El Salvador	MRS	Mercado Regulador del Sistema	Mercado Regulador do Sistema
El Salvador	PEST	Precio de Estabilización	Preço de Estabilização
El Salvador	PSIS	Precio del Sistema	Preço do Sistema
El Salvador	ROBCP	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado em Costos de Producción	Regulamento de Operação Baseado em Custos de Produção
El Salvador	RTR	Red de Transmisión Regional	Rede de Transmissão Regional
El Salvador	SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central	Sistema de Interconexão Elétrica dos Países da América Central
El Salvador	SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones	Superintendência Geral De Eletricidade e Telecomunicações
El Salvador	SIMEC	Sistema de Medición Comercial	Sistema de Medição Comercial
El Salvador	UT	Unidad de Transacciones	Unidade de Transações
Mexico	CEL	Certificados de Energías Limpias	Certificado de Energia Limpa
Mexico	CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	Centro Nacional de Controle de Energia
Mexico	CFE	Comisión Federal de Electricidad	Comissão Federal de Eletricidade
Mexico	CONAGUA	Comisión Nacional del Agua	Comissão Nacional da Água
Mexico	CRE	Comisión Reguladora de Energía	Comissão Reguladora de Energia
Mexico	MDA	Mercado del Día en Adelanto	Mercado do Dia Seguinte
Mexico	MTR	Mercado de Tiempo Real	Mercado de Tempo Real
Mexico	PIE	Productores Independientes de Energía	Produtores Independentes de Energia
Mexico	SENER	Secretaría de Energía	Secretaria de Energia
Mexico	SIN	Sistema Interconectado Nacional	Sistema Interconectado Nacional
México	CEL	Certificados de Energías Limpias	Certificado de Energia Limpa
Vietnã	CAN	Capacity Add-On	Complemento de Capacidade
Vietnã	CSMP	Commercial System Marginal Price	Preço Marginal do Sistema Comercial
Vietnã	DPPA	Direct Power Purchase Agreement	Contrato de Compra Direta de Energia

Referência	Sigla	Significado	Tradução
Vietnã	EPTC	Electric Power Trading Company	Empresa Comercializadora de Energia Elétrica
Vietnã	ERAV	Electricity Regulatory Authority	Autoridade Reguladora de Eletricidade
Vietnã	EVN	Vietnam Electricity	Eletricidade do Vietnã (empresa)
Vietnã	FMP	Full Market Price	Preço Total de Mercado
Vietnã	MOIT	Ministry of Industry and Trade	Ministério da Indústria e Comércio
Vietnã	NLDC	National Local Dispatch Centre	Centro Nacional de Despacho de Carga
Vietnã	NPT	National Power Transmission Company	Companhia Nacional de Transmissão de Energia
Vietnã	PC	Power Corporation	Corporação de Energia
Vietnã	PDP	National Power Development Plan	Plano Nacional de Desenvolvimento Energético
Vietnã	PV Power	Petrovietnam	Petrovietnam (empresa)
Vietnã	SMHP	Strategic Multi-purpose Hydropower Plant	Centrais Hidrelétricas Multipropósito Estratégica
Vietnã	SMP	System Marginal Price	Preço Marginal do Sistema
Vietnã	SPPA	Standard Power Purchase Agreement	Contrato Padrão de Compra de Energia
Vietnã	VCGM	Vietnam Competitive Generation Market	Mercado de Geração Competitiva do Vietnã
Vietnã	Vinacomin, TKV	Vietnam National Coal and Mineral Industries Group	Grupo Nacional de Carvão e Indústrias Mineraias do Vietnã
Vietnã	VREM	Vietnam Retail Electricity Market	Mercado Varejista de Eletricidade do Vietnã
Vietnã	VWEM	Vietnam Wholesale Electricity Market	Mercado Atacadista de Eletricidade do Vietnã

1.Introdução

1.1.MOTIVAÇÃO

No Brasil, 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 nacional: (i) a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deram origem a preocupações com a “otimização conjunta do sistema” e (ii) a presença de várias empresas estatais compartilhando as mesmas cascatas, que deu origem a preocupações com possíveis externalidades e 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 têm 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 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 era 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. Houve ainda a exploração de outros temas no que diz respeito ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo) no contexto da modernização, em particular recomendando a avaliação de aspectos metodológicos que requerem aperfeiçoamento na atual cadeia de modelos para formação de preço por custo. A evolução do mecanismo de formação de preço no Brasil desde então tem sido centrada principalmente na Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), cuja principal 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), buscando um aprimoramento contínuo dos modelos. .

O atual mecanismo de formação de preço por custo (modelo) 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 (impactados financeiramente por estas decisões). Além disso, tem-se observado um crescimento exponencial de novas fontes na matriz energética brasileira (destaca-se em particular a geração distribuída solar, que se soma ao impacto já significativo das novas fontes renováveis variáveis de natureza centralizada), o que adiciona uma complexidade ao atual mecanismo de formação de preço.

A CCEE, com o apoio do Banco Mundial, tomou a iniciativa de estruturar um amplo projeto para apresentar um diagnóstico do atual mecanismo de formação de preço brasileiro e propor melhorias no

âmbito da Segunda Fase do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto Meta II). 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 principais 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, e destacar as adequações necessárias ao arranjo – tanto em termos institucionais, do ambiente comercial e regulatório, e a adoção de melhores práticas pelas empresas do setor.

O despacho comercial associado ao preço da energia elétrica de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), está atrelado também ao 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;
- A mitigação do poder de mercado (concentração vertical e horizontal);
- A confiabilidade do suprimento de energia no longo prazo;
- A participação ativa da demanda.

Além destas linhas-guia centrais, 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 (nominação 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 e.2.r1 do projeto. Este relatório de “Diagnóstico Preço por Custo” representa a primeira 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 custo” (havendo um paralelo importante com o entregável e.3.r, que apresentará um diagnóstico similar focado em países com formação de preço “por oferta”). Foram selecionados cinco países com este fim: Chile, Coreia do Sul, El Salvador, México, e Vietnã, além do próprio Brasil que é apresentado neste relatório para fins de contraste.

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 custo” quanto formação de preços “por oferta”;
- Trazer à tona elementos “híbridos” do desenho de mecanismo de cada país (elementos “por oferta” dentro de um mercado “por custos”), 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 DESTA 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.

2. Resumo executivo

Este resumo executivo consolida os principais elementos dos mercados internacionais baseados em custo estudados nesse documento: Chile, Coreia do Sul, El Salvador, México, Vietnã e Brasil. Análises mais detalhadas são apresentadas ao longo dos capítulos 3 a 6, que complementam o resumo comparativo das subseções a seguir.

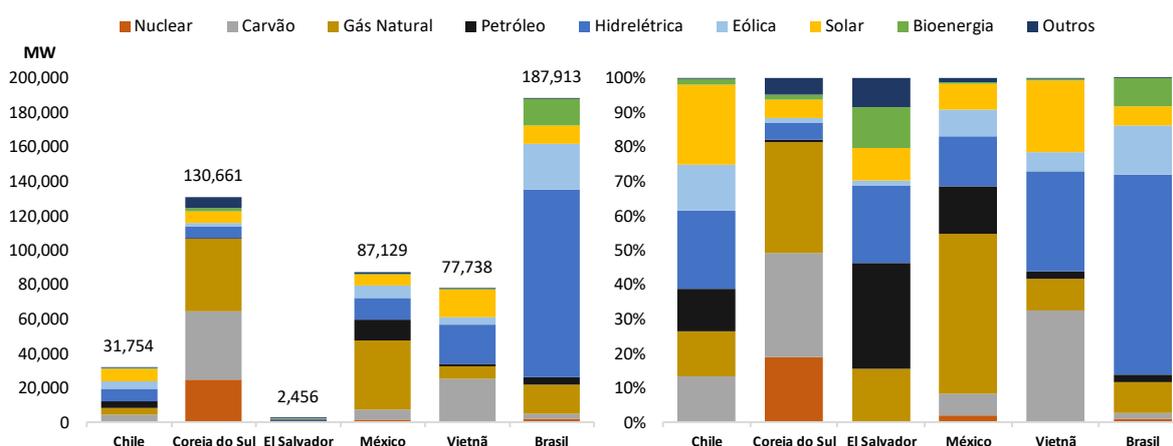
2.1. CARACTERIZAÇÃO GERAL

A Figura 1 apresenta a matriz energética de cada um dos sistemas analisados. Notavelmente, o Brasil é o maior sistema, com potência total de aproximadamente 188 GW, seguido pela Coreia do Sul com cerca de 131 GW. México e Vietnã são países intermediários com pouco menos da metade da capacidade brasileira, enquanto Chile e El Salvador são sistemas significativamente menores.

Em termos de composição tecnológica, o Brasil é o país com maior capacidade hídrica dentre os analisados e menor participação de usinas termelétricas. Chile, El Salvador e Vietnã apresentam cerca de metade do sistema composto por térmicas e metade por fontes renováveis (não convencionais e hidros). México e Coreia do Sul ainda são países majoritariamente termelétricos. Usinas a gás natural apresentam participação relevante em todos os sistemas. O uso de térmicas a carvão prevalece no Vietnã e na Coreia do Sul, e tem capacidade significativa no Chile. Chile, El Salvador e Coreia do Sul apresentam ainda uma participação relevantes de geradores a combustíveis líquidos. Em termos de renováveis não convencionais, o Chile apresenta o maior percentual. Destaca-se também o uso de bioenergia no Brasil e El Salvador, além da importante participação de nucleares na Coreia do Sul.

Comparativamente, os países diferem bastante em tamanho e composição da matriz energética, apesar da relevante participação de usinas hidrelétricas na maioria – na Coreia do Sul, apesar do percentual relativamente baixa, o gerenciamento dos recursos hídricos é um tema bastante relevante.

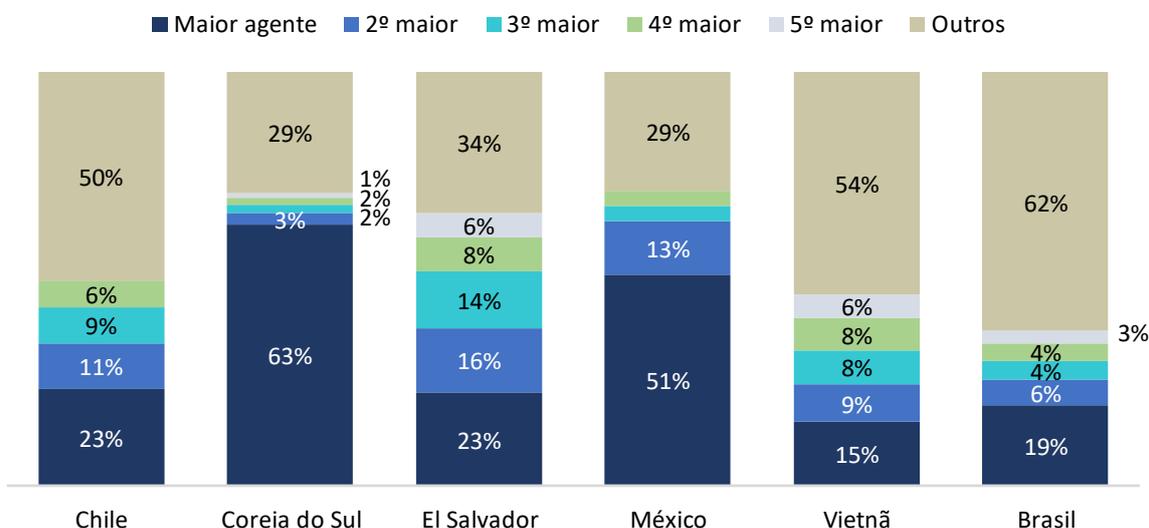
Figura 1: Gráfico comparativo de capacidade instalada por tecnologia e participação de cada tecnologia nos sistemas analisados. Fonte: Elaboração própria com dados de [1], [2], [3], [3] e [4].



Em termos de concentração de mercado, o Brasil figura como o país com maior diversificação, onde os 5 maiores players detêm pouco menos de 40% da capacidade instalada total do sistema, conforme ilustrado na Figura 2. Chile e Vietnã aparecem com concentrações medianas, enquanto em El Salvador se destaca a grande importância dos 3 maiores participantes. Coreia do Sul e México se destacam pela maior concentração de mercado, com especial importância do maior agente – que, em ambos os casos,

são empresas estatais (as antigas monopolistas dos mercados pré-reforma).

Figura 2: Gráfico comparativo de concentração de mercado nos sistemas analisados. Fonte: Elaboração própria com dados de [1], [2], [3], [3], [4] e [5].



2.2.FORMAÇÃO DE PREÇO

A Tabela 1 apresenta, de maneira resumida, as principais características da formação de preço nos sistemas analisados. Em termos de liquidação, à exceção do México que utiliza liquidação dupla, todos os países adotam liquidação simples. A maioria dos sistemas adota um Mercado do Dia Seguinte e um Mercado em Tempo Real, mas o primeiro é usualmente apenas indicativo. No México, no entanto, este mercado cria obrigações, o que se reflete na dupla liquidação. Não é incomum também a liquidação de mercado baseada em uma rodada *ex post*, utilizando os dados efetivamente realizados na operação (Chile e Vietnã). O Brasil apresenta um mecanismo de liquidação simples incomum (por isso, a classificação simples*), onde os preços derivam do mercado D-1 (equivalente ao Mercado do Dia Seguinte) e as quantidades são a geração efetiva da usina na operação.

Os preços são horários em todos os sistemas, exceto o Vietnã, que utiliza preços semi-horários. A resolução espacial, por sua vez, é bastante variada. Chile, El Salvador e México utilizam preços nodais, não havendo diferenças entre os modelos físico (operação) e financeiro (determinação de preço). Por outro lado, Coreia do Sul e Brasil apresentam preços zonais, enquanto no Vietnã utiliza-se um preço único para todo o sistema.

Embora tratem-se de mercados “por custo”, é possível interpretar a informação incorporada no modelo de otimização como uma “curva quantidade-preço”. De um modo geral, há limitações no formato da curva que pode ser declarada pelos agentes – embora México e Vietnã permitam curvas bastante flexíveis, com cerca de 10 pares preço-quantidade. Nota-se ainda que Chile, México e Vietnã preveem que os agentes submetam essas informações de preço-quantidade com alguma frequência (semanal no caso do Chile, diária no caso do México e Vietnã), embora com procedimentos de validação estritos das ofertas – usualmente com um limite superior bastante próximo do custo estimado da usina, como é característico de um mercado “por custos”.

Em termos de armazenamento, usualmente restrito a hidrelétricas, em todos os mercados analisados o problema de otimização representa a capacidade de armazenamento de forma explícita. Alguns países permitem o envio de informações esporádicas (mensalmente ou menos) pelos agentes, alguns optam

por ofertas frequentes com validação (por exemplo, com base no valor da água estimado pelo operador).

Por fim, em termos de produto reserva, à exceção de El Salvador que utiliza uma reserva pré-fixada (que simplesmente reduz a capacidade disponível de todas as usinas igualmente), todos os sistemas adotam cootimização da operação com a reserva (usando quantidades fixas de demanda por reserva).

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

Quesito	Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil
Iterações de mercado	Simple	Simple	Simple	Dupla	Simple	Simple*
Diferença modelo físico e financeiro	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 preço-quantidade	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 reserva	Cootimizado quant. fixa	Cootimizado quant. fixa	Pré-fixado	Cootimizado quant. fixa	Cootimizado quant. fixa	Cootimizado quant. fixa

Cabe mencionar que, usualmente, há pouco detalhamento nos documentos públicos com relação aos algoritmos de otimização aplicados em cada sistema. No entanto, na maioria dos casos analisados observa-se a utilização de modelos estocásticos de otimização – similar ao Brasil. A principal diferença se dá na representação de algumas características e variáveis, conforme descrito na tabela acima e detalhado nos textos específicos de cada sistema. Além disso, sempre que os ativos com capacidade de armazenamento são representados de maneira explícita no modelo (todos exceto Coreia do Sul) notou-se a aplicação de uma etapa de programação semanal ou mensal, onde é calculado o valor da água utilizado na programação diária do despacho.

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.

Observa-se a utilização de algum tipo de “produto de confiabilidade” em todos os sistemas, embora a definição do produto varie bastante entre os países. Chile e México utilizam como base a disponibilidade das usinas nas horas mais críticas do ano. O Chile adota como critérios as 52 horas de maior demanda, enquanto o México define como as 100 horas de menor margem de reserva do sistema. A Coreia do Sul utiliza simplesmente a oferta de disponibilidade do mercado. El Salvador usa uma abordagem similar, calculando uma “capacidade altamente provável” com base em indisponibilidades históricas. No Brasil,

a garantia física busca representar uma quantidade que a central seja capaz produzir sustentavelmente, mesmo em condições adversas. O Vietnã utiliza uma metodologia bastante distinta dos demais, realizando um pagamento proporcional à geração dos agentes.

No aspecto energia limpa, o Chile e o México adotam o produto Certificado de Energia Limpa (CEL), com obrigações de contratação por parte da demanda (cada certificado representa 1 MWh de energia limpa, e pode ser comercializado separadamente do produto energia). A Coreia do Sul, por sua vez, adota um teto de emissões de CO₂ e comercialização de permissões/créditos. El Salvador, Brasil, e Vietnã, embora possuam outros mecanismos de fomento às renováveis (havendo em particular esquemas de pagamento de *Feed-in-Tariffs* na Coreia do Sul e Vietnã), não possuem nenhum produto comercializável nesse sentido.

Em termos de mecanismos de contratação, Chile, El Salvador, México e Brasil restringem as compras para o mercado regulado a leilões. No Chile e no México esses leilões são restritos a tecnologias consideradas mais limpas: no México apenas a renováveis, e no Chile restrito a carvão e combustíveis líquidos. Em El Salvador, é possível haver alguma exposição no mercado atacadista das distribuidoras que suprem o mercado regulado. Na Coreia do Sul, o mercado regulado é atendido via PPAs e compras no mercado spot, mas atualmente a distribuidora KEPCO atua como único comprador do mercado (apesar de permitido na legislação, nenhum consumidor participa atualmente do Mercado do Dia Seguinte coreano). O Vietnã adota uma combinação de contratos por diferença (CfD) e contratos BOT (*build-operate-transfer*¹), que se aplicam tanto ao mercado regulado quanto ao mercado livre – não houve uma padronização dos mecanismos de contratação no país, que ainda funciona essencialmente sob um mecanismo de comprador único. Nos outros países, o mais comum para o mercado livre é a contratação bilateral, muitas vezes com a possibilidade de alguma participação (ainda que limitada, sinalizada com um * na tabela) no mercado atacadista.

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

Quesito	Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil
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
Contratação mercado regulado	Leilão (sem carvão e líquidos)	Mercado + PPAs	Leilão + Mercado	Leilão (só renováveis)	CfD e BOT	Leilão
Contratação mercado livre	Contratos bilaterais	Bilaterais + Mercado*	Bilaterais + Mercado*	Bilaterais + Mercado	CfD	Bilaterais + Mercado

2.4. RECURSOS HÍDRICOS

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

¹ Modalidade de contratação em que a empresa recebe uma licença para construir e operar o ativo por um período pré-determinado, ao final do qual o ativo é transferido para o contratante (usualmente, a administração pública).

analisados.

Em El Salvador e no México, as usinas de uma mesma cascata pertencem a um único dono. Além disso, as centrais hidrelétricas são consideradas ativos estratégicos e são propriedade de empresas estatais. Na Coreia do Sul, apesar de haver o mesmo entendimento de ativos estratégicos e de serem de posse de estatais, as usinas de uma mesma cascata frequentemente são divididas entre duas empresas.

No Vietnã também há uma alta participação do Governo nos ativos hidrelétricos, apesar de existir também investidores privados – usualmente em consórcios, onde estatais detêm o controle. Os geradores são responsáveis pela gestão dos usos múltiplos da água, mas há supervisão das ofertas e, se julgado necessário, interferência direta na operação das usinas.

Chile e Brasil apresentam participação privada relevante e múltiplos proprietários em uma mesma cascata, tornando a operação do sistema mais complexa. No Chile, as cascatas são operadas de forma centralizada, e as usinas hidrelétricas declaram custos variáveis com periodicidade semanal. Os agentes são responsáveis também por informar parâmetros de usos múltiplos ao operador, que incorpora essas variáveis no modelo de despacho, responsável por calcular o “valor da água”. No Brasil, as usinas hidrelétricas são despachadas com base no “valor da água”, que também é calculado centralizadamente, mas sem inputs dos agentes. Além disso, há restrições operativas definidas por reservatório, que variam de acordo com o nível de armazenamento, por conta dos usos múltiplos da água.

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

Quesito	Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil
Múltiplos proprietários na cascata?	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Participação de estatais	Baixa	~100%	~100%	~100%	Alta	Mediana
Cálculo do valor da água?	Por modelo (CEN)	Pelas empresas	Por modelo (UT)	Por modelo (CENACE)	Pelas empresas	Por modelo (ONS/CCEE)
Casos de representação de usos múltiplos	Demanda de irrigação	Pouca clareza	Nenhuma restrição vigente	Nível máximo do reservatório	Defluência mínima, interferência direta em SMPH	Diferentes tipos de restrição

3. Caracterização dos mercados estudados

O foco do presente capítulo é apresentar uma visão geral descritiva dos mercados estudados, nas principais características da sua conjuntura que influenciaram as escolhas de desenho adotadas no setor elétrico.

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).

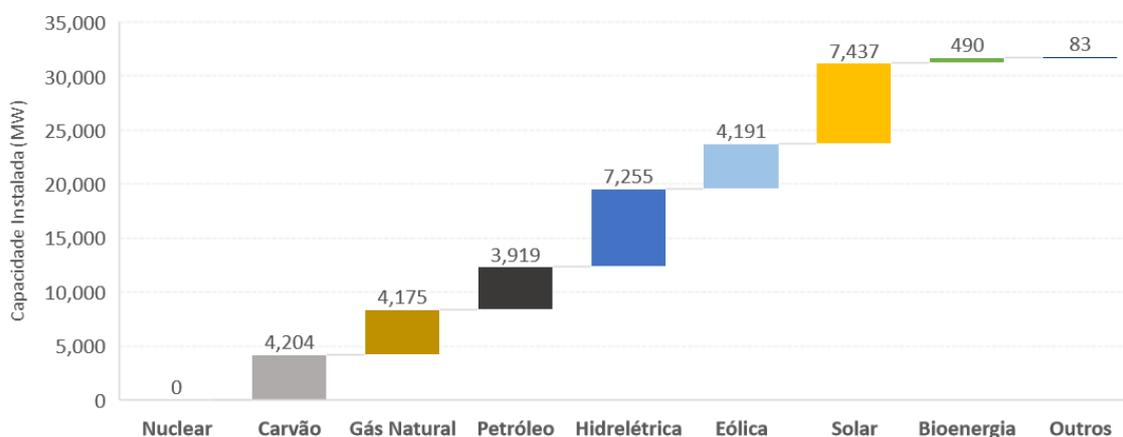
Como motivador inicial para esta discussão do histórico, ilustra-se a evolução histórica dos preços de energia em cada país, apresentada em base mensal e junto com alguns dos principais *drivers* de preço (como a taxa de câmbio) quando aplicável.

3.2. CHILE

3.2.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) do Chile possui 31.8 GW de capacidade instalada e cerca de 870 usinas em operação. A maior parte do potencial gerador do país é composta por centrais térmicas a combustíveis fósseis (carvão, gás natural e combustíveis líquidos), que representam cerca de 39% da capacidade instalada total. As usinas renováveis não convencionais (eólica e solar) correspondem a 37% do parque gerador do país em termos de potência instalada, enquanto as hidrelétricas correspondem a 23%, e biocombustíveis e geotérmicas somam menos de 2%. Além do SEN, há 4 pequenos sistemas isolados: Los Lagos, Aysén, Isla de Pascua e Magallanes – eles possuem pequenas centrais térmicas, hídricas, eólicas e solares que totalizam 218 MW de capacidade instalada.

Figura 3: Capacidade instalada no Chile por tecnologia em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados do CNE [4].



Em termos de distribuição regional, cerca de 26% da capacidade de geração do país está concentrada na região de Antofagasta (norte), onde se encontra grande parte das usinas a carvão e solares fotovoltaicas. Já a região do Biobio (centro) possui 15% da capacidade instalada do país, mas concentra grande parte da oferta de hidrelétricas. As regiões mais ao sul do país ainda não possuem muita oferta, embora possuam grande potencial eólico a ser desenvolvido.

A rede de transmissão do SEN é composta por aproximadamente 38.6 mil km, sendo 31.6 mil km de linhas em tensão igual ou superior a 110 kV, e 50% da extensão total representada por linhas de 220 kV. Mais de 200 agentes (todos privados) atuam no segmento de transmissão, mas 6 deles detêm cerca de 55% da rede em extensão (Transelect, CGE, Engie, Interchile, Alfa e STS). O sistema transmissão é dividido entre (i) Sistema de Transmissão Nacional, constituído por linhas e subestações com tensão superior a 220 kV; (ii) Sistema de Transmissão Zonal, constituído por linhas e subestações com tensão entre 66 kV e 220 kV; e (iii) Sistema de Transmissão Dedicado, constituído por linhas e subestações específicas de geradores e consumidores, dispostas essencialmente para o fornecimento de eletricidade a

consumidores livres ou para injetar a produção de centrais geradoras no sistema.

3.2.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem quatro principais instituições: o Ministério de Energia, a Comissão Nacional De Energia (CNE), o Coordenador Elétrico Nacional (CEN), e a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC).

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



MINISTÉRIO DE ENERGIA

O Ministério da Energia foi estabelecido em fevereiro de 2010 como organização autônoma (após anos fazendo parte do Ministério de Minas), e é a instituição responsável pela elaboração de políticas e pela coordenação do setor elétrico. Suas funções principais são (i) desenvolver e coordenar planos, políticas e normas para o bom funcionamento e desenvolvimento do setor; (ii) estudar e preparar projeções de demanda e oferta de energia a nível nacional; (iii) contratar estudos relativos ao funcionamento e desenvolvimento do setor, bem como estudos de pré-viabilidade e viabilidade para formulação e execução de planos e políticas energéticas; (iv) garantir o cumprimento efetivo das regras setoriais; e (v) definir os padrões mínimos de eficiência energética.

COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA (CNE)

A Comissão é um órgão público, descentralizado e autônomo, responsável por desenvolver e coordenar planos e regulamentos para o bom funcionamento, desenvolvimento e conformidade do setor energético nacional. No setor elétrico, a CNE elabora as regras, calcula as tarifas reguladas e define padrões técnicos aos quais as empresas de geração, transporte e distribuição de energia devem aderir, para prover um serviço suficiente, seguro e de qualidade, compatível com a operação mais econômica do sistema. Além disso, a CNE é responsável pela elaboração do plano de expansão da geração do setor.

COORDENADOR ELÉTRICO NACIONAL (CEN)

O Coordenador atua tanto como operador do sistema elétrico quanto como administrador do mercado. Suas funções incluem: (i) preservar a segurança do serviço de eletricidade; (ii) garantir o funcionamento do sistema ao menor custo; (iii) programar a operação diária do sistema elétrico; (iv) planejar a operação do sistema a médio e longo prazo; (v) determinar os custos marginais de energia; e (v) determinar e avaliar as transferências de energia elétrica entre os participantes do mercado, bem como as liquidações.

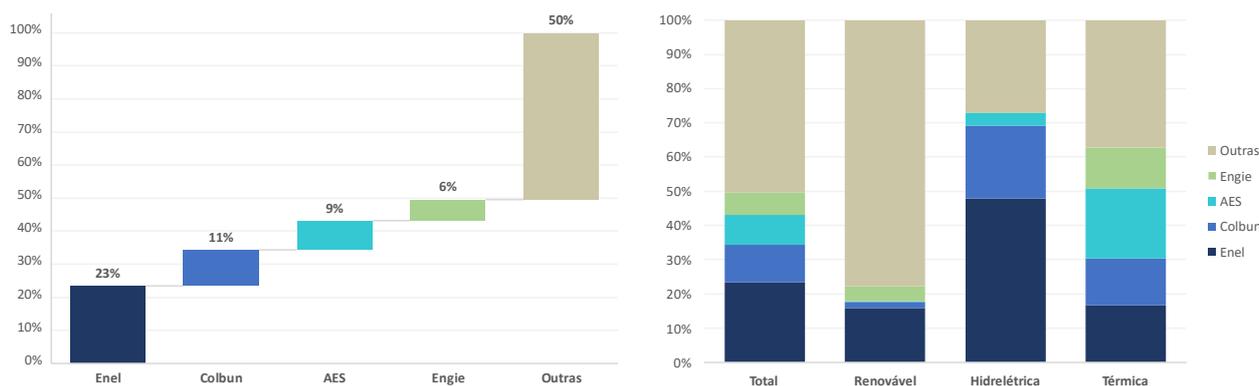
SUPERINTENDÊNCIA DE ELETRICIDADE E COMBUSTÍVEIS (SEC)

A Superintendência é um órgão público descentralizado ligado ao Ministério da Energia que tem como função fiscalizar o cumprimento de todas as disposições legais, regulamentos e normas técnicas, incluindo às relativas à qualidade dos serviços, do setor elétrico e de combustíveis. Além disso, é responsável pela provisão de concessões parciais e definitivas.

3.2.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Atualmente, estima-se que há cerca de 500 empresas de geração operando no SEN, todas privadas. As 4 maiores empresas presentes no mercado de geração são AES, Enel, Colbún e Engie, que juntas representem cerca de 66% da geração anual do sistema e 50% da capacidade instalada total. Apesar desta alta concentração, o mercado elétrico chileno opera de forma competitiva, com despacho centralizado baseado nos custos de produção das usinas. Além disso, novos participantes têm entrado gradualmente no mercado nos últimos anos, em especial no desenvolvimento de projetos renováveis (por exemplo, através de leilões de longo prazo ou contratos bilaterais com grandes consumidores). Chama a atenção na Figura 5 que as principais empresas de geração compõem apenas da ordem de 20% da capacidade instalada renovável, mas mais de 50% de fontes hidroelétricas e termoelétricas.

Figura 5: Participação das principais empresas no setor de geração do Chile em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados do CNE [4].



ENEL

A Enel possui atualmente 45 usinas em operação no sistema chileno, que totalizam 7.4 GW de capacidade instalada, correspondendo a 23% do total do país. Dessa capacidade, 47% são provenientes de usinas hidroelétricas, 23% de térmicas a gás natural, 19% de solares, 7% de eólicas e 4% de térmicas a combustíveis líquidos. Em 2022, a empresa teve uma participação de 27% na geração total de energia.

COLBÚN

A Colbún possui cerca de 25 usinas em operação no sistema chileno, que totalizam 3.5 GW de capacidade instalada, representando 11% da capacidade total do país. Dessa capacidade, 45% são de usinas hidroelétricas, 28% de térmicas a gás natural, 15% de carvão, 7% de solar e 6% de térmicas a combustíveis líquidos. Em 2022, a participação da empresa em termos de geração de energia foi de 15%.

AES

A AES possui atualmente 14 usinas em operação no Chile, que totalizam 2.8 GW de capacidade instalada, representando 9% da capacidade total do país. Entre essa capacidade, 76% são provenientes de usinas térmicas a carvão, 13% de usinas térmicas a gás natural, 9% de hidroelétricas e 1% de solares. Devido a

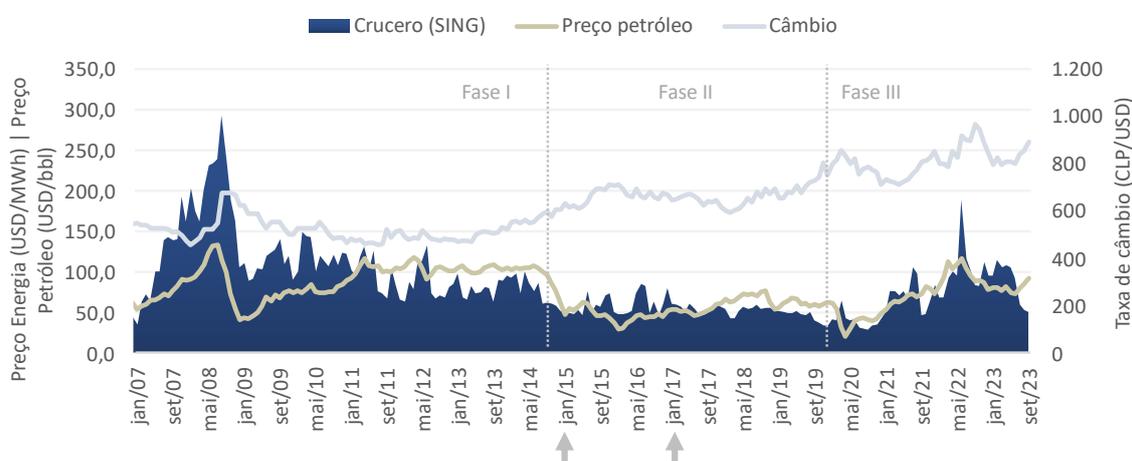
elevada participação de usinas despacháveis em seu portfólio, a empresa teve uma elevada participação de 18% na geração de energia em 2022, quando houve uma produção de 14.9 TWh, sendo inclusive superior a participação da Colbún no mesmo período.

ENGIE

A Engie possui 14 usinas em operação atualmente no Chile, que totalizam 2.0 GW de capacidade instalada, correspondendo a 6% da capacidade total do país. Dessa capacidade, 51% são provenientes de usinas térmicas a carvão, 22% de térmicas a combustíveis líquidos, 19% de solares, 7% de eólicas e 1% de hidrelétricas. A participação da empresa em termos de geração de energia em 2022 foi de 6%.

3.2.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 6: Histórico do preço de energia no Chile. Fonte: Elaboração própria com dados do CEN [6].



PERÍODO 2007-2014: PREÇOS ELEVADOS

A primeira década dos anos 2000 no Chile foi marcada por uma elevada dependência de combustíveis importados e preços da energia bastante elevados, consistentemente acima de 100 USD/MWh no período entre 2007 e 2014 (e ultrapassando 200 USD/MWh em alguns meses). Esta foi uma década de realinhamento da política energética do país, já que em 2004 a Argentina interrompeu as exportações de gás natural para o país vizinho, obrigando o Chile a tornar-se mais dependente da importação de gás natural liquefeito e por vezes até de centrais geradoras a diesel – o que também tornou o país mais sujeito à alta de preços globais do petróleo em 2007-2008 e em 2010-2014.

Na primeira metade da década de 2010, os preços foram mais baixos no SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) do que no SIC (*Sistema Interconectado Central*). O SING começava a experimentar uma situação de excedente de capacidade (resultado de uma transformação que se intensificou nos anos seguintes e que será explorada a seguir), ao passo que o SIC sofreu com um período de condições extremamente secas combinado com um terremoto em 2010, que também contribuiu para um balanço oferta-demanda mais apertado.

PERÍODO 2015-2020: QUEDA NOS PREÇOS

Na segunda metade da década de 2010, os preços médios anuais passaram a ficar em torno de 50-100 USD/MWh. Houve um conjunto de motivos para esta queda, dos quais se destacam o aumento cada vez mais significativo nas energias renováveis não convencionais (que passaram a representar uma

parcela relevante do sistema), e a interconexão dos antigos sistemas SING (região norte do país) e SIC (regiões centro e sul) a partir de 2017 – posteriormente reforçada em 2019. O norte do país, por ser um grande centro da atividade de mineração (grandes consumidores de energia com capital para investir) e possuir um excelente recurso solar, teve um papel importante na disseminação inicial das renováveis no país, de modo que quando a ligação das duas regiões levou a um equilíbrio de preços entre as regiões o efeito líquido foi de redução de preços.

Somam-se a estes principais efeitos diversas outras contribuições, tais como: (i) o preço do petróleo, um importante driver do preço do gás natural, caiu de 100 USD/bbl em média no período 2011-2014 para cerca de 50 USD/bbl em 2015; (ii) os preços do cobre também caíram de 4,50 USD/lb em 2011 para 2,30 USD/lb em 2017, levando a uma queda na atividade mineradora no país e impactando negativamente a demanda de eletricidade; (iii) e um evento El Niño provocou chuvas abundantes em 2015, enchendo os reservatórios após as secas de 2010.

Entre 2017 e 2019, os preços do petróleo subiram novamente. No entanto, os preços de eletricidade foram menos impactados dessa vez, pois a geração renovável já havia crescido suficientemente para reduzir a correlação do custo marginal com os preços do petróleo. Por outro lado, os preços do gás natural estiveram em níveis mais baixos entre 2015 e 2020 (em comparação com os preços históricos), com preços médios anuais inferiores a 3 USD/MMBtu. Essa situação, combinada com a elevada geração renovável e a carvão, que geralmente tem sido suficiente para satisfazer a demanda do sistema, contribuiu para preços de energia em um nível moderado, em torno de 50 USD/MWh, nesse período.

CENÁRIO ATUAL (PÓS-2020)

Desde 2021 é possível observar um aumento nos custos marginais de energia, resultante do efeito combinado de (i) condições hidrológicas secas, que resultaram em maior despacho de combustíveis líquidos para atender a demanda (os últimos anos foram mais secos que a média histórica); (ii) um aumento dos preços internacionais de combustíveis; e (iii) uma redução na geração de carvão como resultado do descomissionamento de algumas usinas do sistema desde o final de 2020, em linha com o plano de descarbonização do país. Em 2021, os preços médios anuais ficaram em torno de 70-80 USD/MWh, e em 2022 estiveram acima de 100 USD/MWh.

3.3. COREIA DO SUL

3.3.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

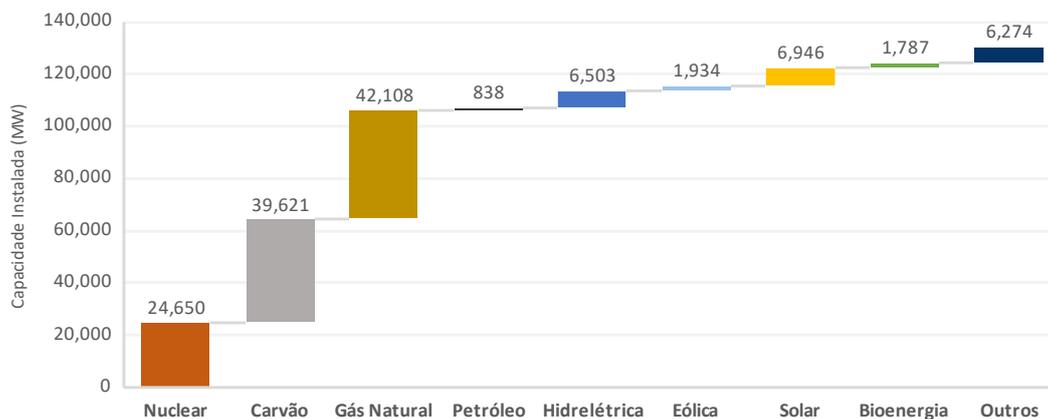
A matriz elétrica da Coreia do Sul é predominantemente térmica. Usinas nucleares compõem 20% da capacidade instalada do país, enquanto centrais a carvão e a gás natural representam cerca de 30% cada. A participação destas três tecnologias na geração elétrica total é similar – cerca de 30% cada². Praticamente 100% dos combustíveis são importados, já que o país conta somente com pequenos depósitos de carvão antracita [7]. Vale observar que as centrais nucleares e a carvão na Coreia são menos flexíveis que a média internacional [8].

Hidrelétricas representam 5% da capacidade instalada e 1% da energia gerada. Dos 6.5 GW instalados,

² Como a energia nuclear é usada como térmica de base, sua participação em termos de geração (30%) é superior a participação em termos de capacidade (20%).

4.7 GW são de usinas reversíveis, cujos reservatórios são tipicamente enchidos ao nível máximo nos fins de semana e esvaziados nas horas de pico dos dias úteis [8]. Outras renováveis têm crescido nos últimos anos, especialmente a energia solar, mas ainda são pouco significativas na matriz (cerca de 5% do volume gerado). Existe uma complementariedade sazonal entre as fontes solar e eólica: enquanto a geração solar é maior no verão, a eólica é maior no inverno [8].

Figura 7: Capacidade instalada na Coreia do Sul por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da KPX [9].



Em termos de distribuição regional, o potencial renovável está longe do maior centro de demanda – a região metropolitana de Seul. Assim, se faz necessário investimentos em transmissão para permitir maior expansão. Congestões do sistema são um tema crônico no país, já que a geração é concentrada no Sul e Leste e há oposição política à construção de novas linhas [10], [11].

Além disso, a Coreia do Sul não possui interconexões elétricas com outros países. Em 2011, foi proposta a “Asian Super Grid”, que conectaria o país ao Japão, China, Rússia, Mongólia e Taiwan, mas houve poucos avanços concretos até o momento [8], [12].

3.3.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem três principais instituições: o Ministério do Comércio, Indústria e Energia (MOTIE), a Korea Electric Power Corporation (KEPCO) e a Korea Power Exchange (KPX).

Figura 8: Caracterização institucional do setor elétrico da Coreia do Sul. Fonte: Elaboração própria.



MINISTÉRIO DO COMÉRCIO, INDÚSTRIA E ENERGIA (MOTIE)

O Ministério é responsável [8] por (i) elaborar o planejamento de longo prazo bianualmente através do *Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand* (BPLE); (ii) estabelecer a regulação geral do setor elétrico, aprovando regras de mercado, tarifas de transmissão e distribuição, preços de energia e licenças; (iii) realizar a supervisão do mercado e promoção da competição, através do *Market Surveillance Committee*; e (iv) resolver disputas relacionadas ao negócio de eletricidade.

Vale notar que existe um memorando entre o MOTIE e a Korea Fair Trade Commission – órgão responsável pela defesa da concorrência na Coreia do Sul, análogo ao CADE no Brasil – acerca das responsabilidades de cada um no setor elétrico [7].

KOREA ELECTRIC POWER CORPORATION (KEPCO)

A KEPCO foi fundada em 1898 como Hansung Electric Power Co. e tornou-se ao longo do século XX o monopólio estatal controlador das atividades de geração, transmissão e distribuição [13]. Em 2001, o setor elétrico coreano foi reformado, permitindo a participação de empresas privadas (os IPPs, *independent power producers*) na atividade de geração. Os ativos de geração da KEPCO foram divididos em seis novas companhias, subsidiárias da KEPCO [11].

A KEPCO hoje monopoliza os ativos e atividades de transmissão, distribuição e comercialização da Coreia do Sul, além de controlar seis subsidiárias de geração – as maiores empresas de geração do país. A KEPCO também controla os códigos de conexão às redes de transmissão e distribuição, embora qualquer mudança nesses códigos esteja sujeita à aprovação do MOTIE [8].

A KEPCO possui 100% das ações de suas seis subsidiárias de geração, ainda que estas possuam estruturas de administração independentes [12]. A maior das subsidiárias é a Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), que possui todas as usinas nucleares e a quase totalidade das hidrelétricas do país [8], [13]. O governo possui 18.2% das ações da KEPCO diretamente, além de outros 32.9% indiretamente através do Korea Development Bank.

KOREA POWER EXCHANGE (KPX)

A KPX está organizada como uma entidade sem fins lucrativos cujos membros são os participantes do mercado (a KEPCO, suas subsidiárias e outros geradores independentes). Sua função é operar o mercado e o sistema. Como operador do sistema, é responsável pela programação do despacho, feita com um dia de antecedência, e pela execução do balanço em tempo real. Como operador de mercado, a KPX calcula preços e liquida as transações. Embora a KPX controle as regras de operação do sistema e do mercado, qualquer mudança nesses códigos está sujeita à aprovação do MOTIE [8]. Dentro da KPX, existe ainda o *Generation Cost Assessment Committee* (GCAC), que é responsável por examinar os custos fixos e variáveis das unidades geradoras.

3.3.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

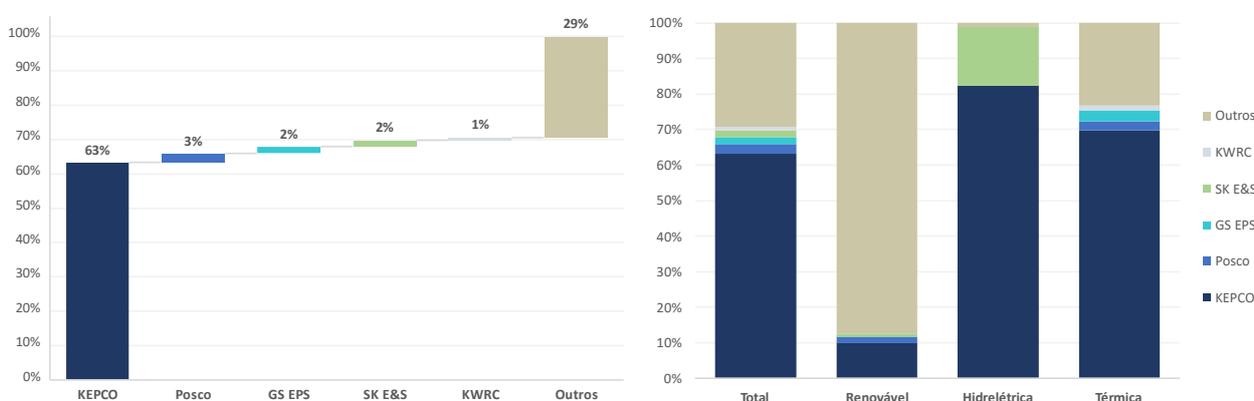
As seis maiores empresas de geração do Coreia do Sul são as subsidiárias da KEPCO³, que juntas concentram mais de 60% da capacidade total instalada do país, detendo 100% da capacidade nuclear,

³ As seis subsidiárias são: Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), Korea South-East Power (KOEN), Korea Midland Power (KOMIPO), Korea Western Power (KOWEPO), Korea Southern Power (KOSPO) e Korea East-West Power (EWP).

86% da de carvão, 82% da hidrelétrica, 43% da de gás e 41% da de bioenergia. As demais empresas não chegam a representar 3% da potência do país. Por exemplo, o maior IPP da Coreia do Sul, a POSCO Energy (*Pohang Iron and Steel Company*), possui somente 3.2 GW, cerca de um terço da menor subsidiária da KEPCO.

Vale notar que quase toda a capacidade de geração hídrica do país é dividida entre duas empresas: a KHNP, subsidiária da KEPCO, que possui 5.3 GW (incluindo todas as usinas reversíveis do país, no total de 4.7 GW) e a Korea Water Resources Corporation, com 1.1 GW. Outras empresas possuem apenas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), que totalizam 0.1 GW. Por outro lado, o mercado renovável é o mais competitivo: nenhum agente possui mais de 5% da capacidade instalada e a participação da KEPCO é limitada [3].

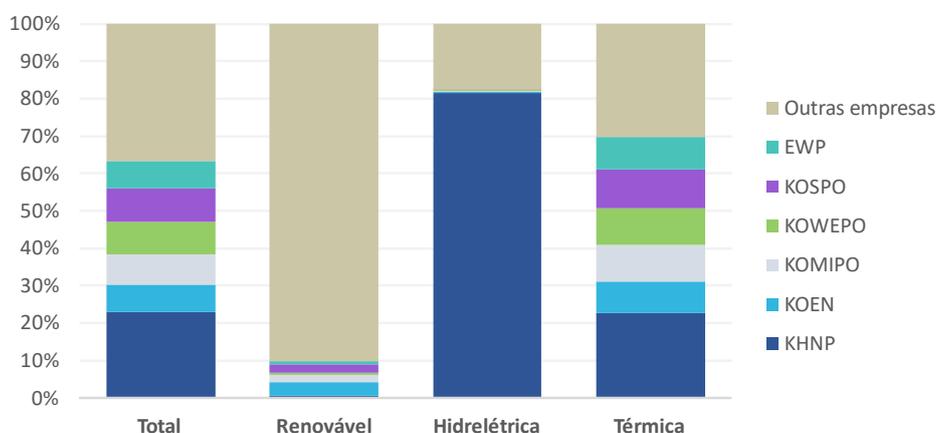
Figura 9: Participação das principais empresas no setor de geração da Coreia do Sul em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados do EPSIS [3].



KEPCO E SUAS SUBSIDIÁRIAS

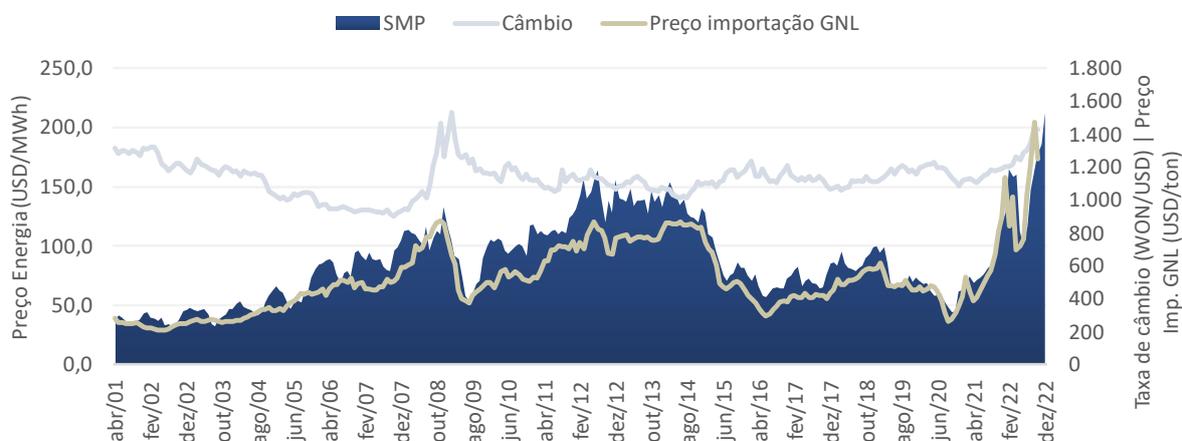
Como mencionado, a KEPCO possui 6 subsidiárias de geração, que juntas representam mais de 60% da capacidade geradora do país. Dessas subsidiárias, a maior é a KHNP, com cerca de 30 GW instalados, divididos entre usinas hidrelétricas e nucleares. As demais subsidiárias possuem capacidades parecidas entre si, variando entre 9 e 11.5 GW.

Figura 10: Participação das principais empresas no setor de geração da Coreia do Sul com detalhamento de subsidiárias. Fonte: Elaboração própria com dados do EPSIS [3].



3.3.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 11: Histórico do preço de energia na Coreia do Sul. Fonte: Elaboração própria com dados da KPX [9] e EPSIS [14].



Como se vê na Figura 11, o preço da energia (SMP) na Coreia do Sul tem uma estreita correlação com preço de importação do GNL, o que se justifica pelo fato de as usinas a gás natural comumente marginares a operação do sistema [15].

UMA REFORMA INACABADA

A grande reforma do setor elétrico sul-coreano ocorreu no início da década de 2000. A reforma adotada previa três fases [11]:

1. Fase 1 (2001-2003): os ativos de geração da KEPCO foram divididos em seis companhias e permitiu-se a participação de geradores privados (IPPs). Criou-se uma bolsa de energia, operada pela KPX, na qual os geradores vendem sua energia para a KEPCO, que atua como comprador único (já que manteve o monopólio sobre as atividades de transmissão e distribuição). O modelo adotado foi o de formação de preços baseado em custos, com a KPX revisando mensalmente os custos variáveis de cada gerador. Era previsto ainda nesta fase a migração para um mercado “por ofertas”, mas isso nunca ocorreu.
2. Fase 2 (2004-2008): a Fase 2 não chegou a ser implementada, mas previa que os ativos de distribuição da KEPCO fossem desmembrados em companhias regionais; que grandes consumidores pudessem comprar energia diretamente das empresas de geração; e que cinco das seis subsidiárias de geração da KEPCO fossem privatizadas (a KEPCO manteria controle somente da KHNP, responsável pela geração nuclear e hidrelétrica).
3. Fase 3 (2009-): também não chegou a ser implementada, mas previa que pequenos consumidores pudessem escolher seus provedores de energia e a privatização das companhias regionais de distribuição.

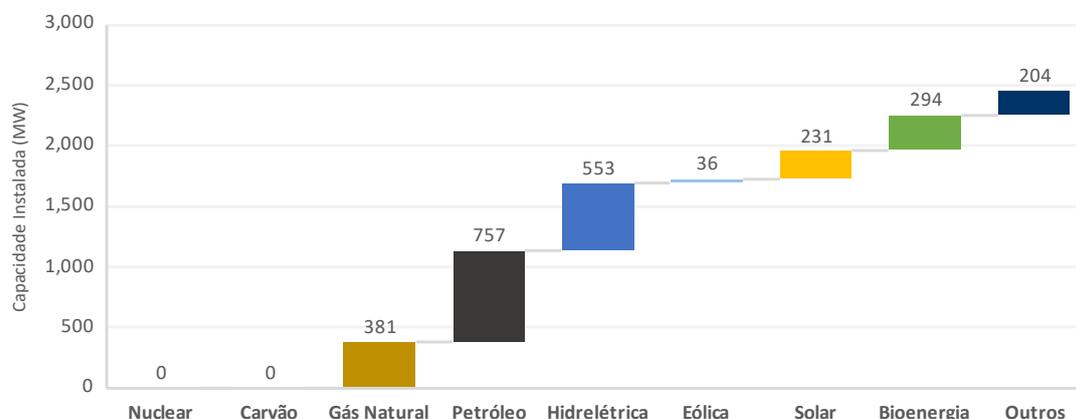
Em 2004, pressões políticas – em especial da união de trabalhadores do setor elétrico – contra as privatizações (devido a possibilidade de demissões em massa e de controle do setor por empresas estrangeiras ou de pequenos oligopólios nacionais) interromperam a reforma, ainda na primeira Fase. Uma estrutura de mercado que deveria ser temporária (um modelo “por custos”, com as seis maiores empresas de geração controladas pelo Estado e um comprador único, também estatal) acabou se tornando permanente.

3.4. EL SALVADOR

3.4.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O sistema elétrico salvadorenho é composto por cerca de 2.5 GW de capacidade instalada. Embora haja uma tendência crescente de crescimento da participação de energias renováveis não-convencionais e cogeração, ainda é um sistema majoritariamente térmico e hídrico. As usinas hidrelétricas compõem aproximadamente 23% da capacidade instalada do país. Térmicas a gás natural correspondem a 16% da capacidade, enquanto as usinas a combustíveis líquidos representam 31%. Bioenergia e usinas solares contribuem com 12% e 9%, respectivamente. El Salvador conta ainda com uma significativa capacidade geotérmica (dentro da categoria “outros” no gráfico), que corresponde a 8% da potência nacional, mas que não teve nenhum tipo de expansão na última década. Usinas eólicas somam apenas 1.5%.

Figura 12: Capacidade instalada em El Salvador por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da SIGET [1].



3.4.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem três principais instituições nacionais: o Conselho Nacional de Energia (CNE), Superintendência Geral De Eletricidade e Telecomunicações (SIGET), e a Unidade de Transações (UT). O país faz parte do Mercado Elétrico Regional (MER), um mercado de energia entre os países da América Central, que também possui três instituições principais: o Conselho Diretor do Mercado Elétrico Regional (CDMER), a Comissão Regional de Interconexão Elétrica (CRIE), e o Ente Operador Regional (EOR).

Figura 13: Caracterização institucional do setor elétrico de El Salvador. Fonte: Elaboração própria.



CONSELHO NACIONAL DE ENERGIA (CNE)

O Conselho Nacional de Energia é a autoridade suprema, governante e reguladora da política energética. É responsável por elaborar as diretrizes da política energética nacional, estabelecendo estratégias e planos indicativos de curto, médio e longo prazo para o desenvolvimento do setor energético. Também é responsável por promover o desenvolvimento tecnológico do setor de energia.

SUPERINTENDÊNCIA GERAL DE ELETRICIDADE E TELECOMUNICAÇÕES (SIGET)

A Superintendência Geral de Eletricidade e Telecomunicações (SIGET) é o órgão regulador autônomo responsável pela aplicação das normas contidas nos tratados, leis e regulamentos internacionais que regem o setor elétrico. Tem poderes para zelar pelas políticas antitruste e determinar a existência de condições de concorrência para os preços praticados no mercado. Suas principais funções em relação à eletricidade são: (a) supervisionar o desenvolvimento e o comportamento do mercado de eletricidade, (b) regular as tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição; (c) resolver disputas entre agentes do sistema; (d) regular os encargos da Unidade de Transação (UT); (e) zelar pela exclusão de práticas anticompetitivas do mercado; e (f) publicar informações estatísticas sobre o setor.

UNIDADE DE TRANSAÇÕES (UT)

A Unidade de Transações (UT) é responsável pela operação do Sistema de Transmissão e por assegurar a qualidade do fornecimento, além de administrar o Mercado Atacadista de Energia Elétrica. A UT é uma entidade privada e tem como acionistas os geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores.

CONSELHO DIRETOR DO MERCADO ELÉTRICO REGIONAL (CDMER)

O Conselho Diretor do Mercado Regional de Eletricidade (CDMER) é a instância que visa desenvolver o Mercado Elétrico Regional (MER) e buscar o cumprimento dos compromissos estabelecidos no Segundo Protocolo do Tratado Marco do MER, bem como coordenar a inter-relação com as demais organizações regionais: o CRIE e o EOR.

COMISSÃO REGIONAL DE INTERCONEXÃO ELÉTRICA (CRIE)

A Comissão Regional de Interconexão Elétrica (CRIE) é o órgão regulador do Mercado Elétrico Regional

(MER), criado pelo Tratado Marco, com personalidade jurídica própria e capacidade de direito público internacional. De acordo com o Tratado Marco do Mercado Eléctrico Regional, os objetivos gerais do CRIE são: (i) cumprir o Tratado Marco e seus protocolos, bem como seus regulamentos e demais instrumentos complementares; (ii) assegurar o desenvolvimento e consolidação do mercado, bem como assegurar a sua transparência e bom funcionamento; e (iii) promover a competição entre os agentes de mercado.

ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)

O Ente Operador Regional (EOR) é responsável por operar e planejar o sistema de transmissão regional e administrar o MER com critérios técnicos e econômicos, contribuindo para uma regulação sólida e previsível e para o desenvolvimento gradual de um mercado mais aberto e competitivo.

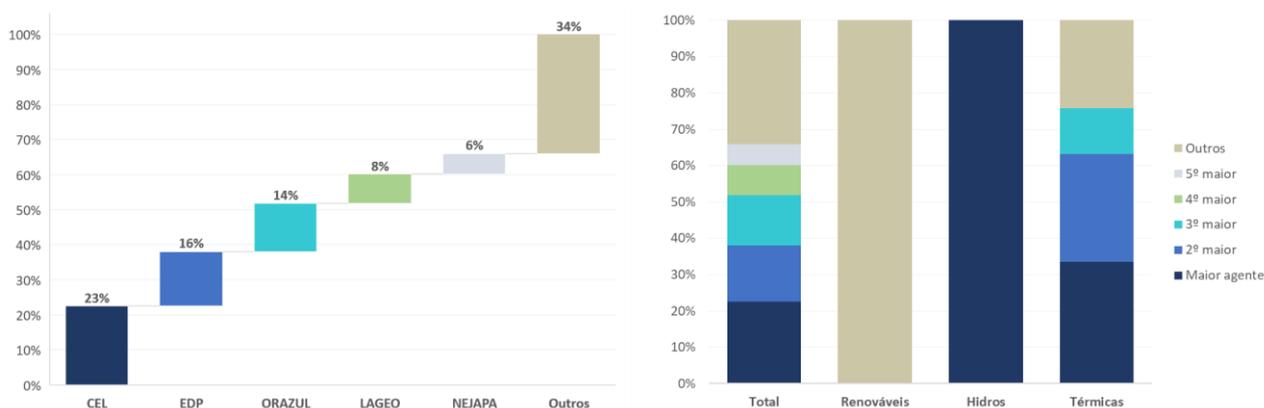
3.4.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Existem cerca de 30 empresas operando no setor de geração em El Salvador, entre geradores e cogeneradores, a maioria deles privados. Embora a maior parte das empresas seja de cunho privado, grande parte da capacidade instalada do país é estatal. Cabe mencionar ainda que todas as empresas de geração presentes em El Salvador permanecem especializadas em uma única tecnologia.

O Estado possui quatro grandes empresas: LaGeo, Comision Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEL), Inversiones Energéticas (INE) e Compañía Eléctrica Cucumacayán (CECSA). As empresas estatais em conjunto são responsáveis por 35% da capacidade instalada total do país e em 2022 contribuíram com aproximadamente 60% da geração do sistema – vale ressaltar que esse percentual varia substancialmente ano a ano de acordo com a hidrologia.

Das empresas privadas, se destacam a Energías del Pacífico (EDP) e a Orazul, que detém cerca de 15% da potência instalada do país cada, ambas com ativos estritamente térmicos. O restante da capacidade está pulverizado entre as demais empresas, sendo a NEJAPA a 3ª maior empresa privada com 6% da capacidade nacional.

Figura 14: Participação das principais empresas no setor de geração de El Salvador em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados da SIGET [1].



COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA (CEL)

A Comision Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEL) possui atualmente 4 usinas hidrelétricas em operação no sistema salvadorenho, que totalizam 553 MW de capacidade instalada, correspondendo a 23% do total do país. Em 2022, a empresa teve uma participação de 34% na geração total de energia.

ENERGÍA DEL PACÍFICO (EDP)

A EDP é a proprietária da primeira e única usina a gás natural de El Salvador, cuja capacidade instalada totaliza 381 MW – equivalente a 16% da capacidade do sistema. Em 2022, a empresa teve uma participação de 16% na geração total de energia.

ORAZUL

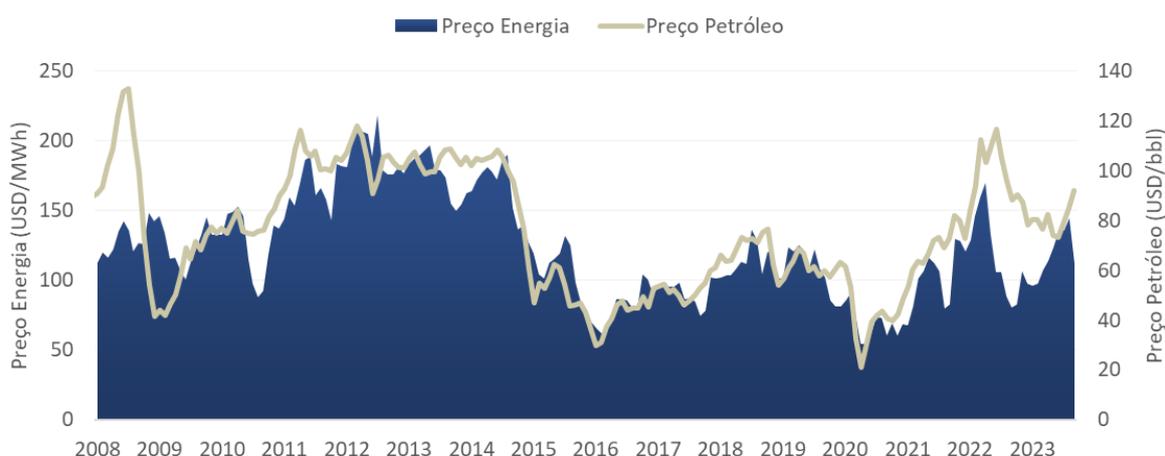
A Orazul possui 2 usinas térmicas a combustíveis líquidos em operação em El Salvador, que totalizam 338 MW de capacidade instalada, correspondendo a 14% do total do país. Apesar do elevado percentual em termos de potência, em termos de geração a empresa contribuiu com apenas 2% do total em 2022 – dados que as usinas a combustíveis líquidos são pouco acionadas devido ao seu custo elevado.

LAGEO

LaGeo é a empresa estatal responsável pelos ativos geotérmicos. Atualmente, há 2 usinas em operação, que juntas somam 204 MW de capacidade instalada – aproximadamente 8% do total do país. Em termos de geração, a empresa contribuiu com 23% do total em 2022.

3.4.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 15: Histórico do preço de energia em El Salvador. Fonte: Elaboração própria com dados da UT [16].



Historicamente, os preços spot da energia em El Salvador sempre dependeram fortemente dos preços internacionais das *commodities*, em especial, do petróleo e seus derivados. Isso é ilustrado no gráfico acima, onde se observa uma estreita correlação entre a variação do preço MRS (preço spot de energia salvadorenho) e o preço internacional do petróleo. Esta dependência decorre do fato de que as centrais elétricas a combustíveis líquidos costumam marginalizar no sistema. Além disso, esta ligação dos preços de energia aos preços internacionais do petróleo também enfatiza a robustez da regulação do país, uma vez que os preços puderam subir de acordo com os fundamentos do mercado nos momentos de pico.

TRANSIÇÃO DE UM MODELO POR OFERTA PARA UM MODELO POR CUSTO

Imediatamente após o processo de liberalização e desverticalização do setor elétrico salvadorenho em 1998, foi implementado um modelo de despacho baseado em ofertas dos agentes, sem nenhum tipo de processo de auditoria das ofertas declaradas. Pouco após a implementação do modelo por ofertas, começou-se anotar alterações importantes no preço da energia motivadas pelo exercício de poder de

mercado por alguns agentes do sistema, o que motivou uma série de reformas a partir de 2004, culminando com a migração definitiva para um modelo baseado em custos em 2011. Uma análise crítica desta experiência negativa com a implementação de preços “por oferta” culminou com o seguinte diagnóstico dos principais desencadeadores dessa situação:

- As distribuidoras de energias podiam passar os custos de compra de energia integralmente à tarifa dos consumidores finais, e, portanto, não tinham incentivos a atuar no mercado.
- Não foi criado nenhum mecanismo de sinalização de preços aos consumidores finais que informasse as horas de ponta e fora-ponta, limitando assim a atuação da demanda.
- Houve pouca entrada de novos agentes e diversificação após a liberalização, de modo que o mercado manteve uma característica mais concentrada.
- A UT era um operador muito jovem (sua criação foi definida em 1996 e concretizada em 1998, praticamente em paralelo com a operação do mercado), e, portanto, não dispunha das ferramentas e experiência necessários para a boa operação do mercado.
- A coordenação para o uso do recurso hidrelétrico no mercado por ofertas mostrou-se ineficiente, o que inclusive resultou alguns episódios de racionamento em zonas rurais do país.

A partir de 2004, frente a distorções evidentes por poder de mercado, foram conduzidas uma série de iniciativas para evitar o colapso do mercado baseado em ofertas de preços não auditados. Em 2005, estabeleceu-se um mecanismo transitório de cálculo dos preços com o objetivo de mitigar o aumento dos preços de energia, motivados pela indisponibilidade de unidades geradoras importantes no sistema elétrico salvadorenho e aos aumentos substanciais nos preços dos combustíveis usados para a geração térmica relatados pelos geradores para justificar seus preços de ofertas.

De acordo com o mecanismo, havia um “critério de acionamento” para estabilização das tarifas, que sempre que acionado implicaria em uma substituição do procedimento de formação de preço. O procedimento era ativado quando a unidade marginal no despacho fosse:

- Uma das unidades geradoras conectadas diretamente ao sistema de transmissão de alta tensão;
- Uma unidade geradora conectada ao sistema de distribuição e que atuasse como comercializadora no mercado (na prática, havia uma única unidade sob essa condição);
- Uma unidade geradora “virtual” representando uma importação (oferta de oportunidade de injeção em um nó de interconexão internacional).

Quando este mecanismo transitório era acionado, o preço no mercado atacadista⁴ passaria a ser determinado como a soma de duas componentes, o chamado Preço do Sistema (PSIS) e o Preço de Estabilização (PEST). O PSIS era estabelecido como o preço da última unidade despachada, porém sem considerar as unidades incluídas no critério de ativação acima; ao passo que o PEST era calculado com base nos valores que faltavam arrecadar para as unidades com preços superiores ao PSIS. O mecanismo mitigava o efeito de unidades geradoras caras na formação de preços, impedindo que elas afetassem diretamente o preço marginal por meio do PSIS e “diluindo” o impacto financeiro entre todos os compradores por meio do PEST.

Em 2006, com uma reforma legislativa do Regulamento do setor elétrico, as instituições nacionais foram empoderadas para tomar ações para mitigar o poder de mercado no país: especificamente, estabeleceu-se que “caso o Superintendente Geral de Eletricidade e Telecomunicações e o Superintendente de

⁴ Para todos os compradores, exceto agentes de exportação

Competição estabeleçam que não existem condições que garantam a plena competição nos preços oferecidos ao MRS, as operadoras estarão sujeitas a requisitos especiais em suas ofertas de oportunidade de injeção.” Em 2007, os Superintendentes firmaram o acordo conjunto N.º.1/2007/SC/SIGET, no qual informaram que não existiam condições que garantissem a competição nos preços oferecidos ao mercado atacadista, e determinando que a Unidade de Transações deveria passar a ser regida por um Regulamento de Operação baseado em custos.

A partir disto, foi elaborada uma primeira versão do Regulamento de Operação Baseado em Custos de Produção (ROBCP), que explicitamente previa a validação por parte do operador dos dados de entrada para o modelo de despacho e formação de preços, inclusive com a representação do valor de oportunidade da água. A regulação esteve em processo de revisão por parte do SIGET entre 2007 e 2011, quando foi então implementado.

EDP, A PRIMEIRA USINA A GÁS NATURAL

Energía del Pacífico (EDP) é a primeira usina térmica a gás natural de El Salvador e a segunda na América Central (a primeira é a AES Colón no Panamá). Iniciado em 2015 e com início de operações em maio de 2022, o projeto envolveu a construção de uma usina termelétrica de 378 MW, um terminal marítimo composto por uma unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (“FSRU”), e um gasoduto que liga a FSRU até a usina. O projeto teve como foco contribuir para a diversificação da matriz energética do país, reduzindo o nível de emissões e a dependência de combustíveis pesados e diesel importado.

O desenho do leilão realizado para a construção da primeira usina a gás, vencido pela EDP, previa a seleção do vencedor considerando apenas o custo de combustível oferecido para o primeiro ano de operação da usina. Assim, a EDP utilizou como estratégia ofertar um valor abaixo do custo real no primeiro ano e estabeleceu um contrato de fornecimento de gás com uma subida abrupta do valor a partir do segundo ano. Esta escolha específica dos organizadores do leilão foi feita devido a uma aparente dificuldade em assegurar acordos de fornecimento de combustível a longo prazo (tanto para gás natural como para carvão importado). O contrato da EDP também estabelece uma indexação para a evolução do valor do gás ao longo do contrato a partir do valor do petróleo internacional, e não a partir de benchmarks de preço do gás propriamente – com o repasse destes custos garantido pelos termos contratuais.

Apesar de algumas polêmicas e preocupações acerca do caso, a usina conseguiu comprovar a legalidade do contrato e da sua estratégia, e foi construída. Desde a sua entrada em operação no sistema, é possível observar uma redução no patamar dos preços de energia em El Salvador, como esperado. No entanto, cabe destacar que a dependência dos preços internacionais do petróleo se mantém, uma vez que o contrato de fornecimento de GNL estabelecido pela central possui indexação ao preço internacional do petróleo. Além disso, em 2023, segundo ano de operação da EDP, é possível observar um aumento relevante nos preços de energia no país em relação a 2022.

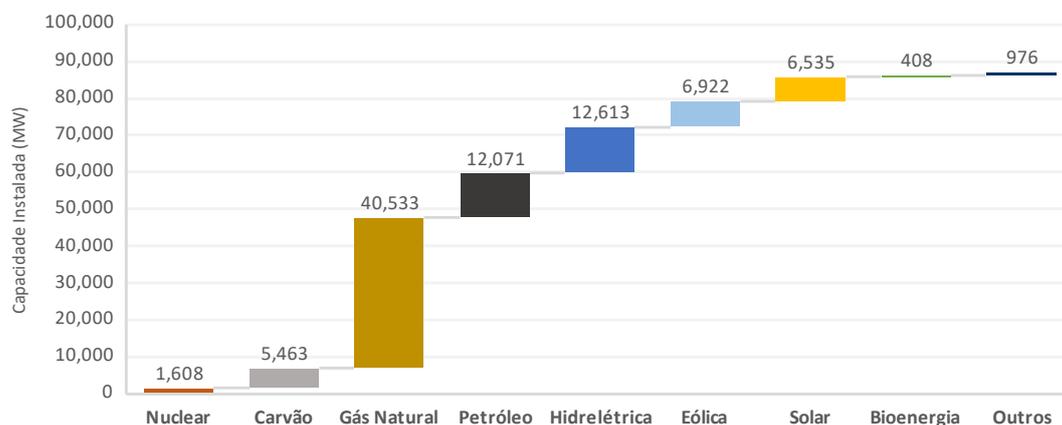
3.5. MÉXICO

3.5.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

Fisicamente, o sistema mexicano é dividido em 3 principais subsistemas isolados, sendo o maior deles o SIN (Sistema Interconectado Nacional). A matriz mexicana é caracterizada por uma forte presença de termelétricas, especialmente usinas a gás natural, que compõem cerca de 45% da capacidade de geração do país. As hidrelétricas, quase todas pertencentes à gigante estatal CFE (Comissão Federal de Eletricidade), aportam menos de 15% da capacidade instalada e estão majoritariamente situadas na

região sul. Destaca-se ainda o crescimento acelerado da participação de renováveis desde a reforma de 2013/14, com usinas solares e eólicas possuindo hoje uma participação conjunta semelhante à das hidráulicas na potência instalada do sistema – além de ainda haver um grande potencial para ser explorado por estas tecnologias, especialmente solares na região norte e eólicas nas regiões nordeste e sul.

Figura 16: Capacidade instalada no México por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da SENER [2].



3.5.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Entre os anos de 2013 e 2014, o setor energético mexicano passou por uma profunda reforma. Até então verticalizado e controlado por uma empresa estatal (Comissão Federal de Eletricidade, CFE), o mercado elétrico foi liberalizado, permitindo a entrada de agentes privados nos segmentos de geração e comercialização de energia. Os segmentos de transmissão e distribuição permaneceram a cargo da CFE, que foi desverticalizada e decomposta em diversas unidades independentes, de modo a proporcionar um ambiente mais competitivo para os novos players. A reforma envolveu ainda a criação de um mercado atacadista moderno, através do qual os agentes negociam energia por meio de contratos bilaterais, leilões ou no mercado de curto prazo (como será explorado no capítulo 4).

Existem três entidades fundamentais que regem o setor elétrico mexicano: a Secretaria de Energia (SENER), o Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE) e a Comissão Reguladora de Energia (CRE), cujas principais funções são detalhadas a seguir. Além disso, a Comissão Federal de Eletricidade (CFE) também desempenha papel fundamental no setor elétrico local, mesmo após a reforma de 2013/14, que culminou na desverticalização da empresa.

Figura 17: Caracterização institucional do setor elétrico do México. Fonte: Elaboração própria.

SECRETARIA DE ENERGIA (SENER)

A SENER é o órgão encarregado de determinar a política energética do México. Também é responsável pela organização das atividades de planejamento, pela avaliação do desempenho do operador do sistema e do mercado elétrico local (CENACE) e pela coordenação e supervisão da atuação da estatal CFE em suas diferentes funções.

CENTRO NACIONAL DE CONTROLE DE ENERGIA (CENACE)

O CENACE é o operador independente do sistema elétrico mexicano, responsável por determinar o despacho ótimo e pelo cálculo dos preços da eletricidade no mercado atacadista. A sua função primordial é garantir a qualidade do fornecimento de energia a preços competitivos, através da operação do Mercado Atacadista de Eletricidade (MEM), assegurando aos agentes o livre acesso à rede. Algumas de suas principais responsabilidades são:

- Planejamento e controle da operação do Sistema Elétrico Nacional (SEN), incluindo revisão e atualização de suas disposições operativas;
- Recebimento das ofertas dos agentes e cálculo dos preços de mercado, além da realização das liquidações financeiras das transações de energia e de produtos associados;
- Envio de instruções operativas para equipamento de geração, transmissão e distribuição;
- Realização de leilões para contratação de energia e de produtos associados.

COMISSÃO REGULADORA DE ENERGIA (CRE)

A CRE é o órgão regulador dos setores de eletricidade e gás natural do México. Suas atividades e atribuições incluem:

- Outorgamento e revogação de concessões e autorizações para geração de energia elétrica;
- Expedição e aplicação do regulamento tarifário de transmissão, distribuição e operação do sistema, entre outras atividades;
- Autorização para que o CENACE realize leilões de contratação para garantir a expansão e confiabilidade do sistema;

- Emissão de documentos detalhando os fundamentos e funcionamento do mercado de energia elétrica (Bases do Mercado Atacadista de Energia Elétrica), além de novos regulamentos visando melhorar a eficiência e a qualidade do fornecimento de energia no sistema.

COMISSÃO FEDERAL DE ELETRICIDADE (CFE)

A CFE é um dos agentes cujas responsabilidades mais mudaram com o novo marco regulatório oriundo da reforma energética. A CFE passou a ser uma empresa estatal que opera junto com *stakeholders* privados em um regime de plena concorrência, podendo participar das diversas atividades do mercado por meio de subsidiárias – não mais sendo uma única empresa verticalizada que detém com exclusividade o controle de toda a cadeia de suprimento de energia.

A reforma dissolveu a CFE em várias subsidiárias:

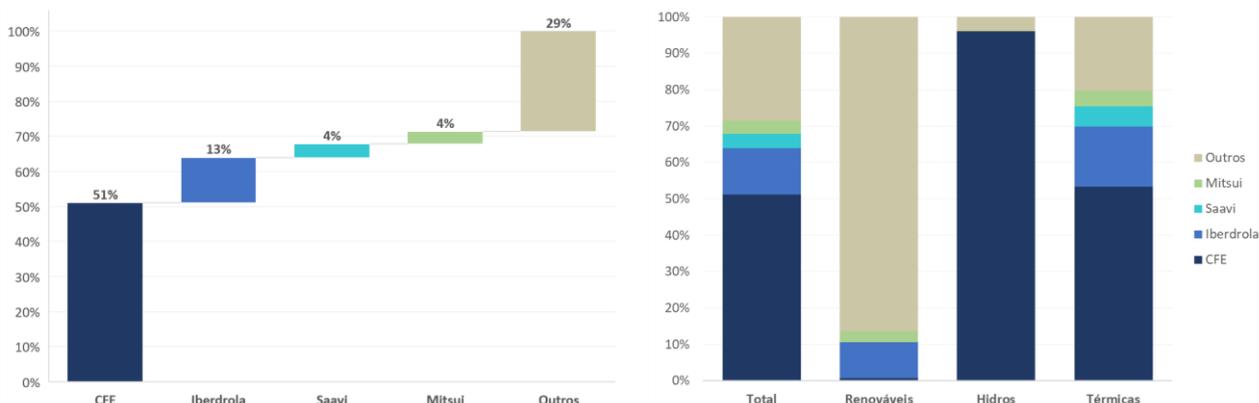
- Geração: a CFE compete diretamente no mercado com agentes privados – tanto no mercado *spot* quanto no mercado de contratos. Existem seis subsidiárias de geração da CFE, detalhadas na seção 3.5.3;
- Fornecedor de serviços básicos: subsidiária da CFE que tem a responsabilidade de fornecer energia elétrica aos usuários básicos (consumidores regulados), sendo remunerada por meio de tarifa regulada. Para atender a essa demanda, deverá contratar energia elétrica por meio de leilões regulados organizados pelo CENACE;
- Fornecedor de serviços qualificados: a CFE também pode prestar o serviço de fornecimento a usuários qualificados (consumidores livres), concorrendo livremente com os agentes privados deste segmento;
- Transmissão e distribuição: como as atividades de rede são tipicamente monopólios naturais e classicamente sujeitas a regulamentação mesmo em mercados de eletricidade liberalizados, essas subsidiárias são as menos afetadas pela reforma e a CFE segue sendo o único agente a atuar nos segmentos de transmissão e distribuição.

3.5.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Existem cerca de 115 empresas operando no setor de geração no México, grande parte deles empresas privadas. No entanto, a estatal CFE permanece sendo a principal empresa geradora do mercado. Em 2022, a empresa detinha 51% da capacidade instalada nacional e representou 41% da geração [2] – o percentual inferior da geração se deve ao fato de o parque gerador da CFE ser majoritariamente composto por usinas antigas e pouco eficientes.

Em relação aos geradores privados, de acordo com a lei anterior (Lei do Serviço Público de Energia Elétrica) [17], as instituições privadas poderiam participar em cinco modalidades: produtores independentes de eletricidade (PIE), projetos de autogeração, cogeneradores, pequenos produtores (até 30 MW) e importadores ou exportadores para autoconsumo. Os produtores independentes (PIE) são os únicos participantes privados no mercado que normalmente exportam eletricidade para a rede. O maior produtor independente é a Ibedrola, que detém cerca de 13% da capacidade instalada total. Outros PIEs importantes são Saavi, Mitsui, Naturgy, Mitsubishi, Intergen e AES – todos com menos de 5% da potência instalada do país. Cabe mencionar ainda que o potencial hidrelétrico está quase que em sua totalidade sob responsabilidade da CFE, e que as maiores PIEs do país possuem seus ativos majoritariamente concentrado em centrais termelétricas, em especial usinas de ciclo combinado.

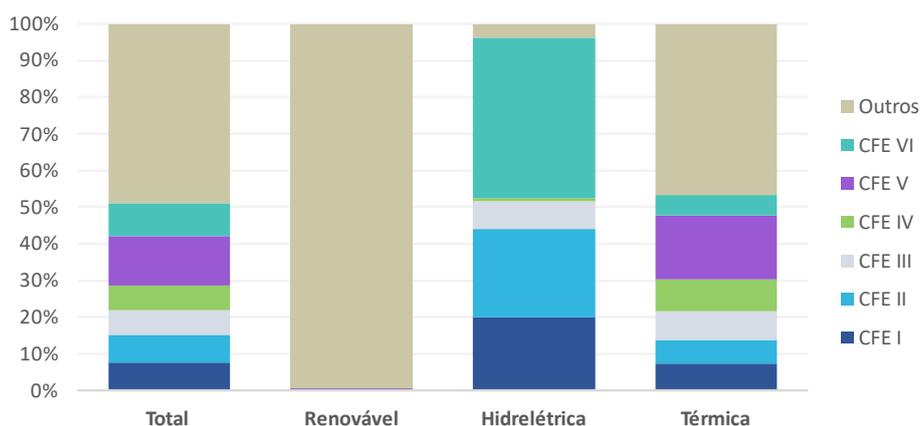
Figura 18: Participação das principais empresas no setor de geração do México em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados da SENER [2] e da Asociación Mexicana de Energía [5].



CFE E SUAS SUBSIDIÁRIAS

No processo de reforma do setor elétrico mexicano, a CFE foi dividida em seis subsidiárias de geração, visando minimizar o poder de monopólio da CFE e, conseqüentemente, aumentar a competitividade do mercado. As subsidiárias foram criadas para operar de forma independente umas das outras. Assim, as usinas foram alocadas de forma a garantir que nenhuma das subsidiárias tivesse uma participação de mercado dominante. Cada subsidiária ficou responsável por aproximadamente 8-10 GW, com exceção da CFE V, à qual foi alocado um portfólio ditado por contratos legados: a CFE V passou a ser responsável por honrar os termos de contrato com produtores independentes de energia firmados ao abrigo de uma Lei anterior de 1992, em troca tendo o direito a comercializar a energia destes empreendimentos segundo as novas regras de mercado. Os ativos de geração da antiga CFE foram distribuídos entre as demais subsidiárias de geração (CFEs I a IV, e VI) de forma a garantir a cada uma delas uma capacidade instalada total similar, um mix de tecnologias variado e alta diversidade geográfica.

Figura 19: Participação das principais empresas no setor de geração do México com detalhamento de subsidiárias. Fonte: Elaboração própria com dados da CFE [18].



IBERDROLA

A Iberdrola possui 18 centrais de ciclo combinado e cogeração, 9 parques eólicos e 3 centrais fotovoltaicas no México, que totalizam cerca de 11 GW de capacidade instalada. As usinas de ciclo combinado correspondem a grande parte dessa potência total, somando 9.7 GW. Os parques eólicos totalizam 693 MW, enquanto as centrais fotovoltaicas correspondem a 642 MW. Em termos de energia,

em 2022 as centrais da Iberdrola foram responsáveis por 16% da geração total mexicana.

SAAVI

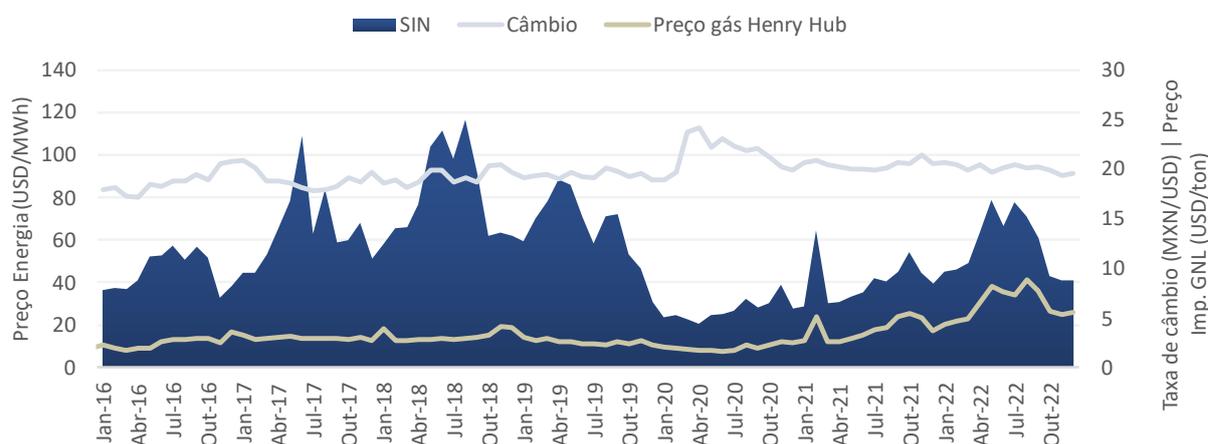
A Saavi (antiga InterGen) possui 7 centrais de ciclo combinado, que juntas totalizam pouco mais de 3.3 GW, além de 2 estações de compressão de gás. Cabe mencionar que a empresa adquiriu a usina Tierra Mojada de 874 MW em novembro de 2022, aumentando a capacidade sob sua responsabilidade em 33% e impulsionando a importância da empresa no setor de geração do país.

MITSUI

Mitsui era a segunda maior empresa de geração no México até a aquisição de Tierra Mojada pela Saavi, com uma capacidade instalada total de 3.2 GW. Deste total, 2.8 GW são de unidades térmicas de ciclo combinado, 324 MW de parques eólicos e 89 MW de plantas fotovoltaicas.

3.5.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 20: Histórico do preço de energia no México. Fonte: Elaboração própria com dados do CENACE [19] e do Banco Mundial [20].



Os preços spot no México têm um perfil sazonal, influenciados pela demanda e preços de gás. Analisando o histórico, percebe-se uma tendência de alta nos primeiros anos que sucederam a reforma energética, a qual foi motivada principalmente por um aumento na demanda, picos de preços de gás e atrasos em novos projetos. A partir de 2020, devido aos impactos da pandemia da Covid-19 na economia, os preços caíram substancialmente. Em 2022, já apresentaram recuperação, com média anual em torno de US\$ 60/MWh. Atualmente, o preço do gás natural nos Estados Unidos (Henry Hub) é um grande impulsionador dos preços da energia mexicana, uma vez que este é o combustível utilizado pelas centrais a gás natural, que são as que comumente marginam no sistema.

A REFORMA ENERGÉTICA

Até a reforma energética, o México possuía um modelo tradicional de indústria elétrica, em que a Comissão Federal de Eletricidade (CFE) era uma empresa integrada verticalmente responsável pelo desenvolvimento de todas as atividades da cadeia de valor do setor elétrico. A CFE era a maior concessionária de energia da América Latina, controlada inteiramente pelo governo federal e responsável pelo planejamento estratégico, construção de nova capacidade e pela operação e manutenção do sistema. Seu orçamento e programa de financiamento faziam parte do orçamento do governo e exigiam a aprovação do congresso. Quanto aos agentes privados, a regulação já permitia a

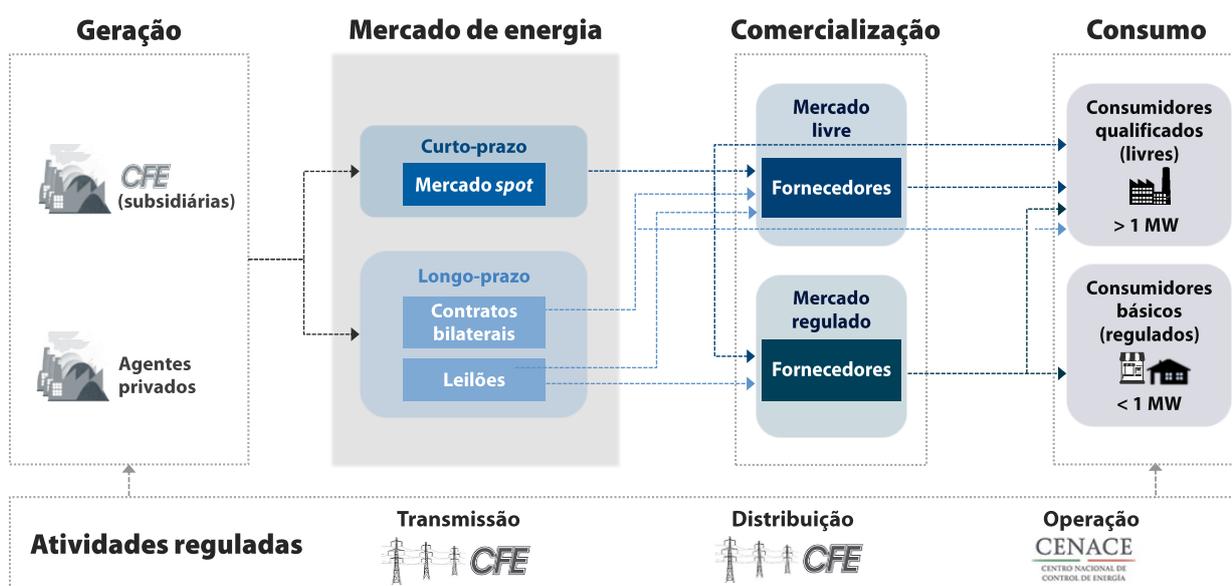
entrada de investidores privados no setor desde 1992, através de modelos de autoprodução/cogeração e Produtores Independentes de Energia (PIE). Ou seja, estes *players* podiam construir e operar usinas no México, mas as vendas de energia estavam limitadas a contratos de longo prazo com a CFE.

Ao final de 2013, o país iniciou um importante processo de reforma energética, destinado a modernizar a sua indústria petrolífera, de gás natural e de eletricidade. Procurou criar mecanismos para abrir estes setores à concorrência, como principal meio de aumentar a eficiência, acabando com os monopólios das suas grandes empresas estatais (Pemex nos setores de petróleo e gás e CFE no setor elétrico). Embora o processo tenha começado com a aprovação de uma emenda constitucional em dezembro de 2013, seguida de diversas leis e regulamentos, o mercado atacadista de eletricidade iniciou suas operações apenas em janeiro de 2016. A reforma do mercado foi motivada por três objetivos principais: (i) aumentar a eficiência do setor e reduzir as tarifas ao consumidor final; (ii) equilibrar o fluxo de caixa da CFE, cujos resultados financeiros eram cada vez piores; e (iii) assegurar que os investimentos em nova capacidade seriam eficientes e no tempo adequado.

Embora o sistema mexicano imediatamente antes da reforma estivesse em uma situação de sobreoferta de capacidade, havia uma expectativa de que as mudanças pudessem levar à construção de novas unidades de geração, para substituir algumas usinas cujos descomissionamentos eram planejados, e/ou substituir geradores caros e ineficientes do sistema. Em especial, havia a expectativa de que a geração movida a combustíveis líquidos fosse totalmente eliminada do sistema – diversas usinas nessa situação já estavam realizando investimentos para ter flexibilidade para gerar com gás natural.

Após a reforma, os segmentos de geração e comercialização passaram a funcionar sob um modelo competitivo, onde os agentes privados podem entrar diretamente no mercado sem a necessidade de assinar contratos *ex ante* diretamente com a CFE e os grandes consumidores podem participar diretamente no mercado atacadista ou ser representados por uma comercializadora. Além disso, o negócio de geração da CFE foi dividido em subsidiárias, de maneira a minimizar o poder de mercado, e passou a competir sob as mesmas condições dos geradores privados. Os setores de distribuição e transmissão foram mantidos como segmentos regulados, para garantir o livre acesso a todos os geradores e consumidores. A figura abaixo resume a estrutura do mercado após a reforma.

Figura 21: Estrutura do mercado mexicano após a reforma. Fonte: Elaboração própria.



“PAUSA” NA REFORMA: NOVO GOVERNO, NOVAS IDEIAS

Em dezembro de 2018, assumiu um novo governante no México, com ideias muito divergentes do anterior – e discordâncias bastante relevantes em relação a elementos da reforma do setor elétrico em particular foram reafirmadas em algumas ocasiões. Enquanto a reforma buscava no mercado a solução para ineficiências vividas no setor do país, incentivando a participação de investidores privados, o atual chefe de Estado e sua equipe defendem fortemente um setor mais centralizado nas empresas estatais. Algumas medidas e propostas incluíram:

- Cancelamento de leilões de energia e de transmissão, que haviam sido muito bem-sucedidos, como será descrito na seção 5.5;
- Mudança de regras nos certificados de energia limpa (posteriormente revertida na Justiça) – vide seção 5.5.1 para uma descrição do mecanismo;
- Proposta de emenda constitucional enviada ao Congresso, com alterações principalmente nos artigos relacionados ao setor de eletricidade, visando devolver o controle do segmento de eletricidade à empresa estatal CFE em uma estrutura de monopólio vertical.

No âmbito dos leilões, uma das principais críticas levantadas é que a geração renovável intermitente não estaria sendo responsabilizada adequadamente pelos riscos associados ao seu perfil de produção e variabilidade horária nos contratos de longo prazo oferecidos. O comprador (a unidade de Fornecimento de Serviços Básicos da CFE – vide seção 3.5.2), conseqüentemente, ficava exposto a esse risco de correspondência entre oferta e demanda, implicando na necessidade de despachar geradores mais flexíveis para acomodar estas novas centrais intermitentes – e quem arcaria com os custos deste despacho seriam os consumidores. Até hoje, os leilões não foram retomados.

No segundo item, propôs-se qualificar antigas centrais hidrelétricas operadas pela CFE para que passassem a ter certificados de energia limpa associados (e não apenas as novas centrais renováveis). No entanto, isso mudaria completamente a dinâmica do mercado de certificados, gerando uma sobreoferta e provavelmente levando os preços a praticamente zero. Após recursos de várias empresas privadas com ativos no país, o Poder Judiciário da Federação suspendeu as modificações nas diretrizes.

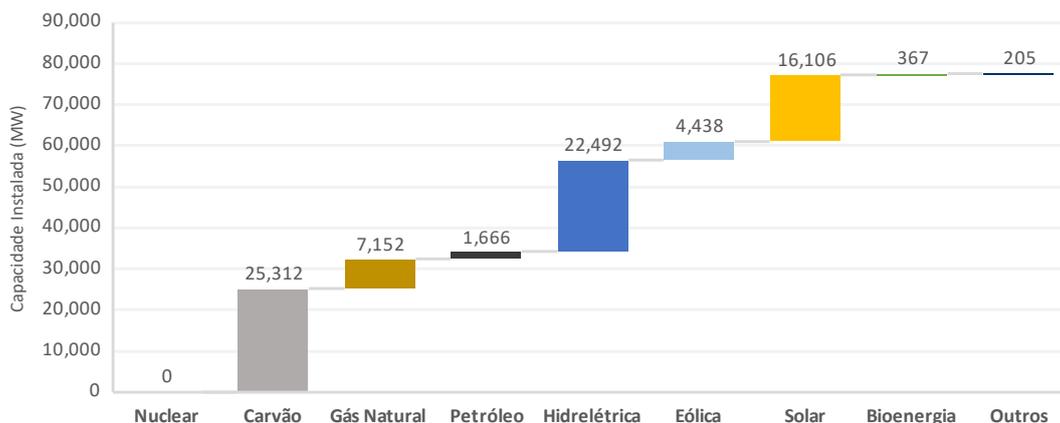
De forma geral, pouco do que foi implementado na reforma do setor elétrico foi efetivamente revertido. Entretanto, em diversos momentos parecia haver um risco real de estatização (em particular, se a emenda constitucional tivesse sido aprovada, seria bastante difícil revertê-la, exigindo nova reforma constitucional no lugar de apenas a aprovação de leis como na primeira reforma), e as iniciativas foram um mau sinal para os agentes de mercado. As principais conseqüências destes movimentos foram (i) uma absoluta estagnação do movimento desde 2018: a “pausa” da reforma e (ii) uma redução drástica dos investimentos privados no setor elétrico mexicano.

3.6. VIETNÃ

3.6.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O sistema elétrico vietnamita é composto por aproximadamente 78 GW de capacidade instalada. Embora ainda seja um sistema majoritariamente térmico, o Vietnã apresenta significativa participação de hidrelétricas e fontes renováveis não-convencionais, com importantes adições nos últimos anos. As usinas térmicas somam 44% da capacidade instalada do país, enquanto as hidrelétricas compõem aproximadamente 29% e as renováveis não-convencionais totalizam 27%. Mais especificamente, a matriz energética é composta por 33% de térmicas a carvão, 9% de usinas a gás natural, 2% de centrais a combustíveis líquidos, 21% de parques solares e 6% de capacidade eólicas.

Figura 22: Capacidade instalada no Vietnã por tecnologia em 2022. Fonte: Elaboração própria com dados do EPSIS [3].



3.6.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

No Vietnã, existem três principais instituições no setor elétrico: o Ministério da Indústria e Comércio (MOIT), a Autoridade Reguladora de Eletricidade (ERAV), e a *Electricity of Vietnam* (EVN). A EVN é uma empresa estatal com múltiplas funções no setor: controla três empresas de geração de energia (Gencos 1,2,3), uma empresa de transmissão de energia (EVNNPT), cinco empresas regionais de distribuição de energia, e o Centro Nacional de Despacho de Carga (NLDC).

Figura 23: Caracterização institucional do setor elétrico do Vietnã. Fonte: Elaboração própria.



MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E COMÉRCIO (MOIT)

O MOIT é responsável pela gestão geral do setor energético do Vietnã. Suas atribuições incluem [21]:

- Formulação de iniciativas de reformas
- Elaboração dos *National Power Development Plans* (PDPs), sujeitos à aprovação do Primeiro-Ministro, e supervisão de sua implementação
- Aprovação de novos investimentos e emissão de licenças para operação
- Gestão de programas de eficiência energética
- Revisão das tarifas para aprovação pelo Primeiro-Ministro

ELECTRICITY REGULATORY AUTHORITY (ERAV)

Criada em outubro de 2005 pela Decisão No. 258/2005/QD-TTg, a ERAV é uma instituição sob o MOIT que é responsável por auxiliá-lo na regulação das atividades do setor elétrico. A ERAV define os códigos e padrões de rede, prepara e faz cumprir regulamentos, monitora a implementação dos planos e de novos investimentos, além de estabelecer diretrizes e auxiliar no cálculo de tarifas [21], [22].

VIETNAM ELECTRICITY (EVN)

Criada em 1995 como *Electricity of Vietnam*, a EVN operava inicialmente como uma empresa estatal verticalmente integrada responsável por toda a geração, transmissão e distribuição de eletricidade no país. Após diversas mudanças organizacionais ocorridas a partir dos anos 2000 (ver seção 3.6.4), a EVN hoje é uma *holding* que possui 100% das seguintes subsidiárias [21], [23]:

- *National Power Transmission Company* (NPT): empresa proprietária de todo o sistema de transmissão do Vietnã (de 220 kV a 500 kV). Responsável pela manutenção, investimento e gerenciamento dos ativos de transmissão, incluindo equipamentos de proteção e medição.
- Empresas de distribuição (conhecidas como *power corporations*, ou PCs, no Vietnã): São cinco ao todo, responsáveis tanto pelo serviço fio quanto de comercialização (regulada) nas suas respectivas regiões. São a *Northern Power Corporation* (NPC), *Central Power Corporation* (CPC), *Southern Power Corporation* (SPC), *Hanoi Power Corporation* e *Ho Chi Minh City Power Corporation*.
- *National Load Dispatch Center* (NLDC): operador do sistema e do mercado. É dividido em três centros, cada um em uma área: norte, centro e sul. É responsável, entre outros, por: definir os limites do sistema de transmissão; otimizar os requisitos de serviços ancilares; projetar a demanda de eletricidade; preparar planos de operação anuais, mensais, semanais e diários; publicar o valor da água, o cronograma de operação e preços marginais.
- *Electric Power Trading Company* (EPTC): sua função inicial era ser o comprador único no mercado spot do país, revendendo a energia para as PCs. Atualmente, o mercado não funciona mais com um comprador único (as PCs e grandes consumidores podem comprar no mercado *spot*), mas a EPTC segue gerindo e assinando alguns contratos de compra (PPAs), principalmente de participantes indiretos do mercado – como renováveis e plantas com contrato BOT – *built-operate-transfer* (ver seções 3.6.4 e 4.6.3.).
- Empresas de geração (endereço em mais detalhe na seção 3.6.3). A EVN possui 100% apenas da *Power Generation Corporation 1* (Genco 1), mas também detém mais de 99% da *Power Generation Corporation 2* (Genco 2) e da *Power Generation Corporation 3* (Genco 3). A EVN também é responsável pela operação de hidrelétricas multi-propósito consideradas estratégicas, as SMHPs (do inglês *strategic multipurpose hydropower plants*).

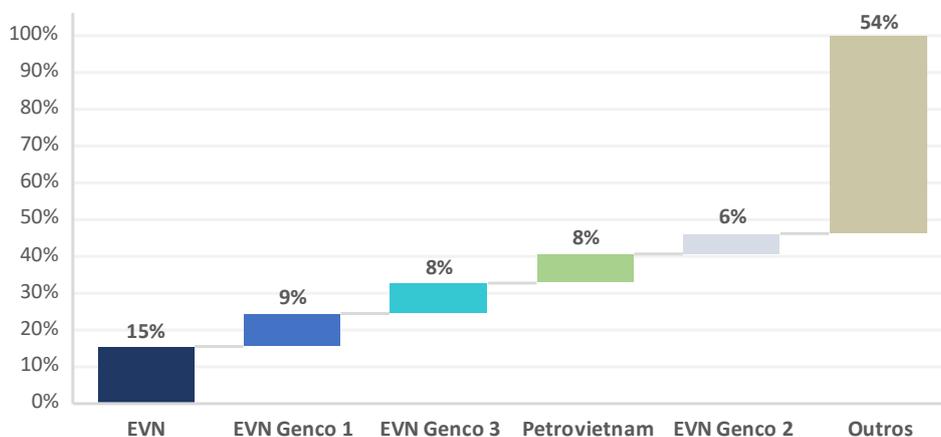
Recentemente, em 2022, foi permitido a investidores privados a construção e operação de infraestrutura de transmissão – uma resposta aos problemas de congestão de rede, que tem levado a cortes frequentes de geração renovável [24]. Existem também trabalhos para a separação do NLDC da EVN, de modo a ter um operador independente [25].

3.6.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Atualmente, a estatal EVN e suas subsidiárias (Genco 1, Genco 2 e Genco 3) dominam o mercado de geração vietnamita, detendo cerca de 38% da capacidade instalada do país. Há ainda outras duas empresas estatais com participações relevantes no setor: a Petrovietnam Power Corporation (PV Power) e a Vinacomin (*Vietnam National Coal and Mineral Industries Group*, ou TKV), que somam 11% da capacidade total. Os 51% de capacidade restantes são controlados pela iniciativa privada, sendo 10% via

contratos BOT (*build-operate-transfer*) com o governo. Vale ressaltar que houve um grande crescimento do papel da iniciativa privada nos últimos cinco anos [26], devido à forte inserção de solares e eólicas (ver seção 5.6.3).

Figura 24: Participação das principais empresas no setor de geração do México em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria com dados do EPSIS[3].



EVN E SUAS SUBSIDIÁRIAS

A Vietnam Electricity (EVN), como apresentado em 3.6.2, é uma *holding* estatal que reporta diretamente ao Primeiro-Ministro (ver também seção 3.6.4). Em 2012, houve uma reestruturação do setor e os ativos de geração da EVN foram separados em três novas companhias: as Gencos 1, 2 e 3, todas ainda sob o controle da EVN. A exceção foram hidrelétricas multipropósito consideradas estratégicas (as SMHPs), que permaneceriam sob posse da EVN. Em termos de capacidade, o montante alocado atualmente às Gencos 1 e 3 é bastante similar (potências instaladas de 6979 MW e 6230 MW respectivamente), enquanto o potencial da Genco 2 é um pouco inferior (4421 MW). Historicamente, há um esforço para a equidade da capacidade sob responsabilidade das subsidiárias.

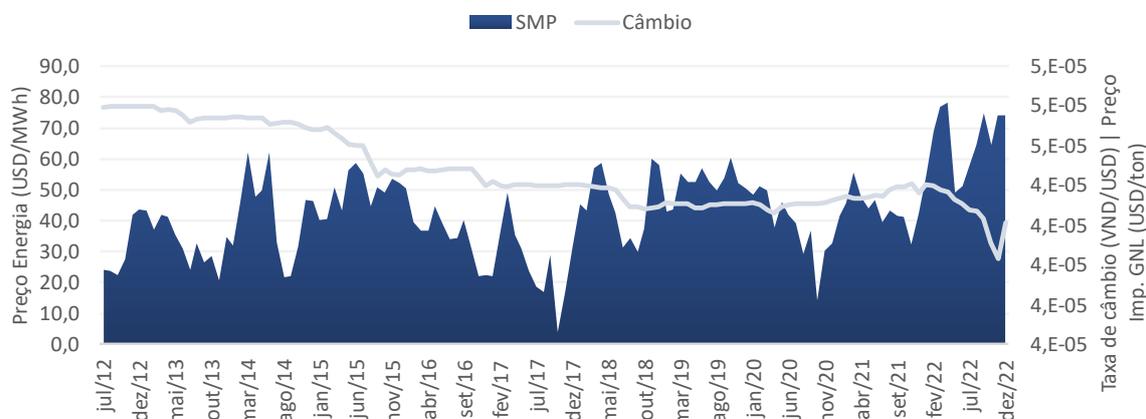
PETROVIETNAM (PV POWER) E VINACOMIN

A PV Power é uma subsidiária da PetroVietnam (Vietnam Oil and Gas Group, ou PVN), uma companhia estatal que atua no setor de óleo e gás, incluindo a exploração, extração, refino e regulação, entre outros – as atividades do *upstream* são feitas ou pela PetroVietnam ou por parcerias entre a PetroVietnam e outras companhias privadas. Em janeiro de 2018, a PV Power realizou um IPO por 20% de sua participação, deixando de ser totalmente estatal [27].

Similarmente, a Vinacomin é a empresa estatal no ramo de carvão, responsável pela quase totalidade da sua produção no país [28]. A participação da PetroVietnam e da Vinacomin no mercado de geração cresceu no início dos anos 2000, quando a atração de empresas privadas era difícil e a construção de novas térmicas por essas duas empresas foi a solução encontrada pelo governo. Em 2016, o governo passou a desencorajar novos investimentos dessas companhias estatais no setor de geração [22].

3.6.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 25: Histórico do preço de energia no Vietnã. Fonte: Elaboração própria com dados de diversas fontes [29]–[31]⁵



O gráfico acima apresenta a média mensal do preço da eletricidade no mercado *spot* de julho de 2012 a dezembro de 2022.

Em 2020, o país passou por um período de preços mais baixos devido aos efeitos da pandemia sobre a demanda e ao crescimento da geração renovável. Após esse período, os preços voltaram a subir e alcançaram um pico com a invasão da Rússia à Ucrânia no início de 2022.

Apesar da alta nos preços *spot*, a tarifa dos consumidores finais manteve-se a mesma de março de 2019 a abril de 2023. No Vietnã, essa tarifa é regulada e a EVN tem capacidade limitada de ajustá-la sem consultar o MOIT. O resultado é que a EVN e algumas subsidiárias têm operado com prejuízos, por vender a energia ao consumidor final a um preço menor que o de compra. Em 2022, a EVN perdeu 1.5 bilhão de dólares. A tarifa aumentou 3% em maio de 2023, mas analistas consideram esse aumento ainda insuficiente [24]. Esse tema tem afastado investidores, por preocupações com a sustentabilidade financeira do setor.

Além disso, o norte do país tem sofrido com déficits de energia no último ano, principalmente em maio e junho de 2023 (época de seca) – foi estimado um custo de 0.3% do PIB do país [25]. Isso se deve ao crescimento da demanda, aliado a lentidão na aprovação e construção de ativos de geração e transmissão. As fontes renováveis cresceram nos últimos anos, mas não conseguem ser aproveitadas para suavizar os cortes de carga devido às limitações na rede de transmissão (ver seção 5.6.3).

A PRIMEIRA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR: CRIAÇÃO DA EVN (1976-2004)

Entre 1976 (ano da reunificação do Vietnã do norte e do sul) e 1994, o Vietnã possuía três sistemas elétricos não conectados entre si: norte, centro e sul. Em cada sistema, uma empresa estatal controlava geração, transmissão e distribuição. As três empresas eram a Northern Power Company (PC1), a Southern Power Company (PC2) e a Central Power Company (PC3) [22].

⁵ O preço ilustrado é o FMP (*full market price*), que é a soma do preço marginal (SMP) com o preço por capacidade (CAN).

No início da década de 90, enquanto o norte registrava um excesso de capacidade, devido a investimentos soviéticos em hidrelétricas, o sul enfrentava longas e frequentes interrupções de energia. A solução foi a construção de uma linha de 500 kV e 1500 km conectando o norte ao sul. A construção foi aprovada em fevereiro de 1992 e concluída em maio de 1994. A construção da linha integrou os três sistemas e levou à criação do *National Load Dispatch Center* (NLDC), em 1994, para operar o sistema unificado. Em 1995, a EVN foi criada pela fusão das três empresas regionais, sendo posse do Ministério da Indústria (que depois viraria o Ministério da Indústria e Comércio, MOIT). A EVN passava a controlar a geração, transmissão e distribuição de todo o Vietnã.

Com essa reorganização, o acesso à eletricidade cresceu rapidamente. Em 1990, menos de 14% das famílias tinham conexão à rede. Em 1996, esse número saltou para 61% e em 2005 para 87% [22]. Apesar de atingir as metas de eletrificação, a EVN sofria dificuldades financeiras, fruto das baixas tarifas de eletricidade, incompatíveis com os custos de produção, manutenção e investimento. O governo precisava cobrir a diferença via subsídios, pressionando o déficit público [21].

Alguns passos foram tomados para aumentar a participação privada no setor elétrico ainda na década de 90 e início dos anos 2000. Em 1996, foram lançadas as primeiras centrais a carvão privadas de grande dimensão. Outras grandes instalações privadas viriam a partir dos anos 2000, principalmente por meio de contratos BOT (*build-operate-transfer*). No entanto, os baixos preços de eletricidade e desacordos dentro da liderança do Vietnã quanto ao papel das empresas estatais dentro de uma “economia de mercado de orientação socialista” (nome dado à organização econômica do Vietnã desde as reformas pró-mercado da década de 80), impediram maiores investimentos privados [22].

LIBERALIZAÇÃO GRADUAL DO SETOR (2004 EM DIANTE)

O processo de liberalização do setor elétrico visava superar as dificuldades financeiras da EVN, aumentar a eficiência e atrair maiores investimentos. Ele começou com a aprovação da *Electricity Law* em 3 de dezembro de 2004, visando a implementação de um mercado competitivo de eletricidade, e com a Decisão No.26/2006/QD-TTg de 2006, que criou um *roadmap* para implementá-lo. O *roadmap* previa um desenvolvimento em três estágios [21]:

1. *Vietnam Competitive Generation Market* (VCGM): quebra do monopólio da EVN, com a criação de um mercado *spot* em que todos os geradores poderiam competir vendendo sua energia para um comprador único.
2. *Vietnam Wholesale Electricity Market* (VWEM): substituição do modelo de comprador único por um em que grandes consumidores e as distribuidoras poderiam comprar diretamente energia no mercado *spot*.
3. *Vietnam Retail Electricity Market* (VREM): separação das atividades de operação da rede de distribuição e de comercialização das distribuidoras. O consumidor passaria a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia.

Sob as diretrizes do *Roadmap*, a EVN foi reorganizada nos anos posteriores à Decisão de 2006. Do lado da transmissão, a NPT (*National Power Transmission Corporation*) foi fundada em 2008, a partir da junção das quatro companhias de transmissão e dos três conselhos de gerenciamento de rede da EVN. Do lado da distribuição, cinco companhias (as *power corporations* ou PCs) foram criadas em 2010, responsáveis pelas redes de até 110 kV em suas respectivas áreas (Norte, Centro, Sul, Hanoi, e Ho Chi Minh). Tanto a NPT como as cinco PCs eram controladas 100% pela EVN.

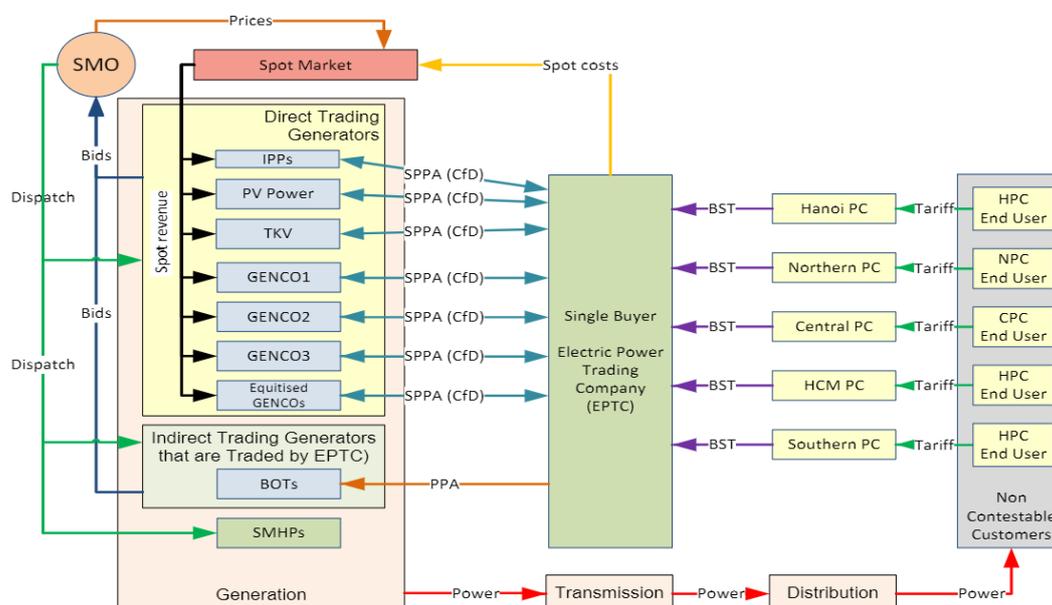
Já pelo lado da geração, os ativos da EVN foram separados em três novas companhias em 2012: as Gencos 1, 2 e 3. A exceção foram hidrelétricas multipropósito consideradas estratégicas (as SMHPs), que

permaneceriam sob posse da EVN. A EVN manteve controle de 100% das três Gencos.

Assim, a EVN deixou de ser legalmente um monopólio vertical e passou a ser uma *holding*, controlando as Gencos, a NPT, as PCs e ainda o NLDC (operador do sistema) e a EPTC (*Electricity Power Trading Company*), criada em 31 de dezembro de 2007 pela Decisão 1182/QĐ-EVN-HĐQT para ser o comprador único do mercado.

Essa etapa de reorganização da EVN e preparação para o VCGM demorou mais que o previsto. Enquanto o *roadmap* inicial previa que o VCGM entraria em operação plena em 2009, isso ocorreu somente em julho de 2012, após um ano de uma fase piloto. A estrutura do mercado então formado é apresentada na Figura 26: do lado da geração estão as Gencos, a Vinacomin (TKV), a Petrovietnam (PV Power) e outros IPPs, vendendo a energia ao comprador único (EPTC), via mercado *spot* ou contratos por diferenças (SPPAs). As SMHPs, sob posse direta da EVN, e geradores com contratos BOT possuem regras especiais para despacho e liquidação, não participando diretamente do mercado *spot*. A EPTC revende a energia para as PCs e as PCs ao consumidor final, com tarifas reguladas.

Figura 26: Estrutura do VCGM [32]



Por conta do atraso, um *roadmap* revisado foi lançado em novembro de 2013, sob a Decisão No. 63/2013/QĐ-TTg. Segundo o novo cronograma, o VWEM deveria entrar em fase piloto em 2015 e em operação plena em 2017, enquanto a fase piloto do VREM começaria em 2021 e sua operação em 2023. Na realidade, o VWEM entrou em operação plena somente em janeiro de 2019, com a participação direta das PCs no mercado *spot* e redução do papel da EPTC – que segue gerindo alguns contratos de compra e venda, mas não é mais compradora única. O VREM está ainda em fase de desenho [33].

Outros passos foram dados para aumentar a participação privada no setor de geração ao longo das últimas décadas, incluindo a criação de um contrato de PPA padrão, a alienação de alguns ativos de geração da EVN, contratos BOT e um plano, aprovado em 2017, para aumentar a participação privada

nas três Gencos⁶, mas mantendo a posse de mais de 51% das ações sob a EVN. A iniciativa privada foi responsável pela adição de 3.3 GW de nova capacidade entre 2004 e 2008, e 8.2 GW entre 2009 e 2017 [22].

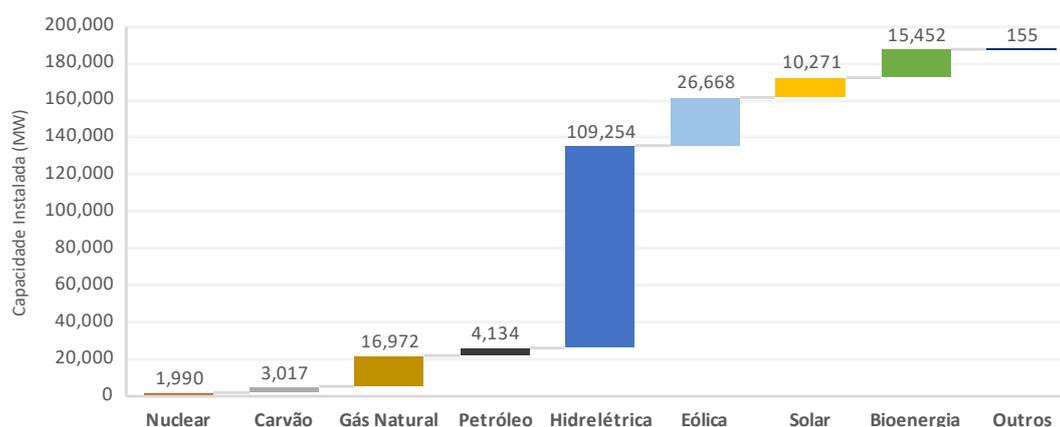
3.7. BRASIL

3.7.1. CARACTERIZAÇÃO FÍSICA

O Sistema Interligado Brasileiro (SIN) atende mais de 99% da demanda de energia elétrica do país, incluindo todas as capitais, exceto Boa Vista (Roraima). O 1% restante é abastecido por sistemas isolados de pequeno porte. Atualmente, possui cerca de 188 GW de capacidade instalada.

Historicamente, as grandes centrais hidrelétricas dominaram a produção de energia no país, proporcionando um fornecimento de eletricidade flexível e com baixas emissões. No entanto, a sua participação no mix vem diminuindo lentamente ao longo dos últimos 20 anos, ao passo que as usinas de energias renováveis não convencionais (especialmente eólica e solar) têm liderado a expansão do sistema. Atualmente, as hidrelétricas são responsáveis por 58% da capacidade instalada total do sistema, seguida pelas usinas eólicas com 14%, térmicas a gás natural (9%) e bioenergia (8%). As usinas solares contribuem com 5% da potência instalada e as demais tecnologias ficam limitadas a 2% ou menos.

Figura 27: Capacidade instalada no Brasil por tecnologia em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados do ONS [34].



3.7.2. CARACTERIZAÇÃO INSTITUCIONAL

Existem cinco principais instituições: o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara De Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Há ainda dois conselhos

⁶ Nesse sentido, em fevereiro de 2018 foi feito um IPO por 16% da Genco 3, que não teve sucesso, devido ao endividamento da empresa e alta avaliação [22]. Menos de 3% das ações oferecidas foram vendidas. Em fevereiro de 2021, outro IPO, dessa vez pela Genco 2, também não teve sucesso: somente 262,5 mil ações foram vendidas, das mais de 580 milhões oferecidas [27], [130].

consultivos, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Figura 28: Caracterização institucional do setor elétrico do Brasil. Fonte: Elaboração própria.



CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um conselho consultivo de nível ministerial. Ele é coordenado pelo Ministro de Minas e Energia, com a participação de vários ministros, presidentes de agências reguladoras e outros altos funcionários. Suas responsabilidades incluem: (i) propor a política energética nacional para o Presidente da República; (ii) propor o critério de confiabilidade de oferta de geração (risco de racionamento) para o país; e (iii) aprovar o leilão de determinados projetos de energia que eventualmente podem não ser competitivos em termos econômicos, porém são considerados estratégicos para o país.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME)

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela formulação e implementação das diretrizes aprovadas pelo CNPE. O Ministério também é responsável pelo planejamento do setor e representa o governo como autoridade concedente para concessões de energia hidrelétrica e concessões de serviços públicos (incluindo concessões de transmissão e distribuição). O MME também nomeia o presidente e alguns diretores do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um conselho consultivo, coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, ONS, EPE e outros. Seu objetivo é monitorar a confiabilidade do fornecimento de energia a curto prazo e antecipar quaisquer problemas de fornecimento devidos a, por exemplo, atrasos na construção de nova capacidade de geração. Não há exigência formal para o CMSE emitir relatórios públicos. Mesmo assim, os resultados das reuniões do CMSE são geralmente publicados no site do MME. Além disso, o CMSE tem o poder de modificar instruções de despacho emitidas de acordo com os procedimentos de otimização do ONS, tipicamente ordenando o acionamento de térmicas adicionais. A intenção original era que esse poder fosse usado apenas em

casos excepcionais, porém ele tem sido usado com frequência nos últimos anos.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência reguladora e supervisora do setor elétrico. Seu mandato inclui, entre outras funções, mediar, regular e monitorar o setor elétrico. Especificamente, a ANEEL é responsável por: (i) calcular e revisar as tarifas de distribuição, transmissão e geração (no caso das usinas cuja energia tem preço regulado); (ii) estabelecer condições gerais para contratação de acesso e uso de instalações de transmissão e distribuição de energia por concessionárias e consumidores; (iii) promover leilões para licitação de concessões de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a concessão de uso de potenciais hidráulicos, seguindo as diretrizes emitidas pelo MME; (iv) gerir contratos de concessão ou de permissão para serviços públicos de energia elétrica e supervisão de todas as instalações do sistema; (v) definir regras de participação na CCEE e ratificação da Convenção de Comercialização para seus membros; e (vi) autorizar atividades do ONS. As decisões da ANEEL são tomadas por uma diretoria composta por cinco diretores com mandatos de quatro anos não coincidentes. Os diretores são nomeados pelo Presidente da República e confirmados pelo Senado. A ANEEL pode entrar em acordo com agências reguladoras estaduais para delegar algumas de suas funções⁷. Os procedimentos da ANEEL são bastante transparentes, e as reuniões da diretoria são transmitidas ao vivo pela Internet.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma instituição privada, sem fins lucrativos, que atua por autorização (e sob supervisão) da ANEEL. O ONS determina e supervisiona o despacho real do sistema (“despacho físico”) e os dados necessários para o chamado “despacho comercial”, que é utilizado para liquidação financeira no mercado de curto prazo. O ONS possui, dentre outras, as seguintes funções: (i) realizar o planejamento operacional, programação e despacho da geração do sistema, otimizando o uso de recursos levando em consideração a confiabilidade do sistema; (ii) manter centros de controle para supervisão e coordenação do sistema; (iii) supervisionar e controlar a operação do sistema nacional de energia elétrica interligado e interconexões com países vizinhos; (iv) gerir serviços de transmissão de energia elétrica, incluindo serviços ancilares e suas condições de acesso; (v) propor novas adições à rede básica (transmissão), bem como reforços às instalações de transmissão existentes; e (vi) definir as regras operacionais para as instalações de transmissão da Rede Básica a serem aprovadas pela ANEEL.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela Lei nº 10.848/2004 para substituir o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). Assim como o MAE, a CCEE é uma organização privada, sem fins lucrativos, independente da ANEEL. As funções da CCEE são praticamente as mesmas que as do antigo MAE: (i) gerenciar a comercialização de energia; (ii) realizar leilões de compra de energia, por delegação da ANEEL; e (iii) conduzir a contabilização e liquidação de mercado em ambientes de

⁷ Essas agências só podem regular os serviços de eletricidade se tiverem autorização da ANEEL para fazê-lo. A ANEEL geralmente os autoriza a tratar de assuntos como reclamações de consumidores, mas nunca com questões regulatórias, reajustes tarifários ou revisões.

negociação regulamentados e livres.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fornece suporte técnico ao MME em seus estudos de planejamento energético. Antes da criação da EPE, esses estudos eram realizados por empresas públicas e coordenadas pela Eletrobras. Esse arranjo passou a ser visto como causador de conflito de interesses a partir do momento em que a Eletrobras passou a participar do mercado. A EPE tem, dentre outras, as seguintes responsabilidades: (i) formular estudos para a definição da matriz energética, com indicação de estratégias a serem perseguidas e metas a serem atingidas no longo prazo; (ii) realizar estudos técnicos para (novos) leilões de expansão da oferta de energia, incluindo o cálculo das Garantias Físicas; (iii) realizar estudos para planejamento integrado de recursos energéticos; (iv) preparar estudos de expansão do sistema (geração e transmissão)⁸, incluindo os planos de expansão de 10 anos da geração e transmissão; (v) promover estudos de potencial energético, incluindo estudos de viabilidade de bacias hidrográficas; (vi) obter a licença ambiental prévia necessária para os leilões de novos projetos de transmissão e hidrelétricos e, no caso dos últimos, também a declaração de disponibilidade hidráulica; e (vii) verificar a solidez técnica dos projetos de geração, a fim de habilitá-los a participar dos leilões regulados para o mercado cativo.

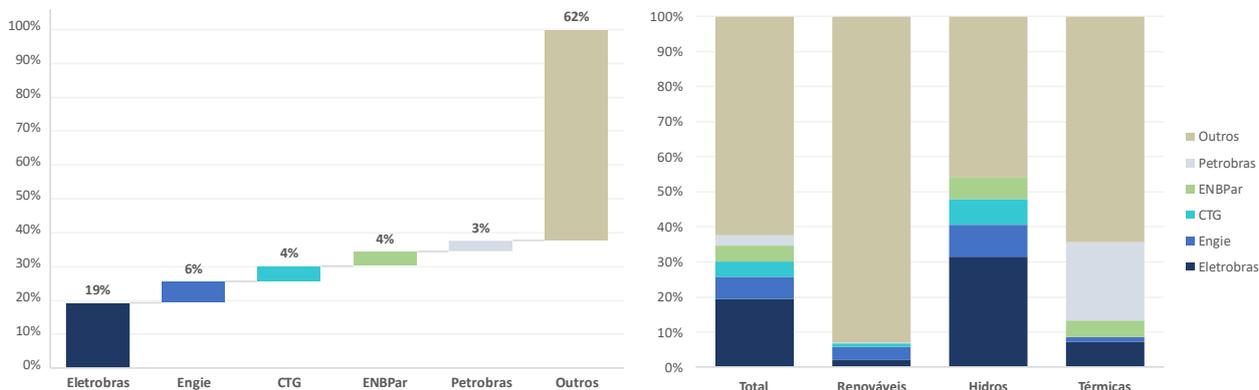
Vale mencionar que os planos de expansão da geração têm caráter puramente indicativo, de maneira que a expansão da geração se dá como resultado dos leilões, complementada por iniciativas de agentes individuais (geradores atendendo consumidores livres, e autoprodutores). Por outro lado, os planos de expansão de transmissão são determinativos: uma vez que o plano de expansão de transmissão é aprovado, as concessões para novas linhas cuja construção deve iniciar imediatamente são leiloadas.

3.7.3. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO

Ao final de 2022 havia 1,842 agentes de geração registrados no Brasil, dos quais 43 são classificados como geradores, 94 como autoprodutores e os demais como produtores independentes. A grande maioria dos agentes é de cunho privado. Historicamente, apesar do grande número de agentes privados no setor, um montante significativo da capacidade instalada do país se concentrava nas mãos do Estado – em especial, as usinas consideradas estratégicas, como as hidroelétricas. No entanto, com a desestatização da Eletrobras em 2021/22, esse perfil mudou. A Eletrobras, agora uma empresa de capital aberta, permanece como a maior do setor de geração, detendo pouco menos de 20% da potência instalada total do país. As 4 maiores empresas subsequentes são significativamente menores, possuindo entre 3% e 6% dessa capacidade. Vale mencionar que, dentre essas 5 maiores empresas, apenas a Petrobras detém uma predominância termelétrica em seu portfólio, enquanto as demais possuem um parque majoritariamente hidrelétrico.

⁸ A expansão do sistema de distribuição é de responsabilidade de cada distribuidora. De acordo com a regulamentação atual, os investimentos feitos pelas distribuidoras para atender às necessidades de expansão são auditados pela ANEEL (durante a revisão tarifária) para verificar se eles eram “realmente necessários”.

Figura 29: Participação das principais empresas no setor de geração do Brasil em termos de capacidade instalada. Fonte: Elaboração com base de dados própria a partir de [34]-[40]⁹.



ELETROBRAS

A Eletrobras é a maior empresa do setor de geração brasileiro, sendo responsável por quase 1/5 da capacidade instalada nacional. Possui 35 usinas hidrelétricas, 9 termelétricas a gás natural e carvão, 20 usinas eólicas e uma usina solar, além de participação em outros ativos de geração do sistema.

Originalmente, a Eletrobras foi criada como uma Estatal focada no desenvolvimento de projetos elétricos. No entanto, ela passou pelo processo de desestatização entre 2021 e 2022 (Lei 14.182/2021), e hoje é uma empresa de capital aberto. Para a viabilização da desestatização, foi realizada uma reestruturação societária que segregou a participação da Eletrobras na Itaipu Binacional e transferiu o controle sobre a Eletronuclear para a estatal Empresa Nacional de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar), para que as duas empresas permanecessem com a União, conformidade com a legislação. Permaneceu ainda sob seu controle Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte, criadas para explorar o potencial hídrico nacional; e as usinas “estruturantes” construídas ao longo dos anos de 2007 e 2018: Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. Diante do processo de desestatização, a Eletrobras vem avaliando medidas de eficiência para gestão de seu portfólio, reposicionando seus ativos, especialmente, em parcerias que mantinham com outras empresas.

ENGIE

Antes da desestatização da Eletrobras, a Engie figurava como principal gerador privado do país. Ingressou no país comprando ativos hidrelétricos oriundos da Eletrosul durante as reformas dos anos 1990. Nos últimos anos, tem se concentrado em ativos de energias renováveis (em especial, usinas eólicas). Ao todo, detém 68 usinas que somam aproximadamente 10 GW, cerca de 6% da capacidade instalada nacional, e contribuiu com percentual similar para a geração do sistema em 2022.

⁹ A base de dados própria foi construída a partir de consultas ao site do ONS para obter a participação total por fonte e participação por cada agente foi elaborada por cruzamento com a base de dados Polímero (disponível no portal de Dados Abertos da ANEEL) com as cadeias societárias dos empreendimentos e Sociedades de Propósito Específico, por fim, foram feitas consulta aos portfólios dos 5 maiores agentes em seus próprios sítios eletrônicos.

CTG

A companhia chinesa *China Three Gorges* ingressou no Brasil adquirindo os ativos hidrelétricos do rio Parapanema, previamente propriedade da Duke Energy e ativos privatizados da CESP no rio Paraná. Atualmente, possui 17 usinas hidrelétricas que soma 7.97 GW e 11 parques eólicos que somam 0.33 GW, que juntos correspondem a cerca de 4% da capacidade instalada do país. Em termos de geração, em 2022 sua contribuição também rondou 4% do total.

ENBPAR

A Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional foi criada para realizar o controle dos ativos da Eletrobras que não poderiam ser privatizados: a parte brasileira da UHE Itaipu (binacional) de 7 GW (metade dos 14 GW da usina) e a Eletronuclear, responsável pela operação das usinas Termonucleares de Angra I e II, que somam 1.3 GW. Juntas, as usinas representam cerca de 4% da capacidade instalada do país e contribuíram com aproximadamente 10% da geração total do sistema brasileiro de 2022.

PETROBRAS

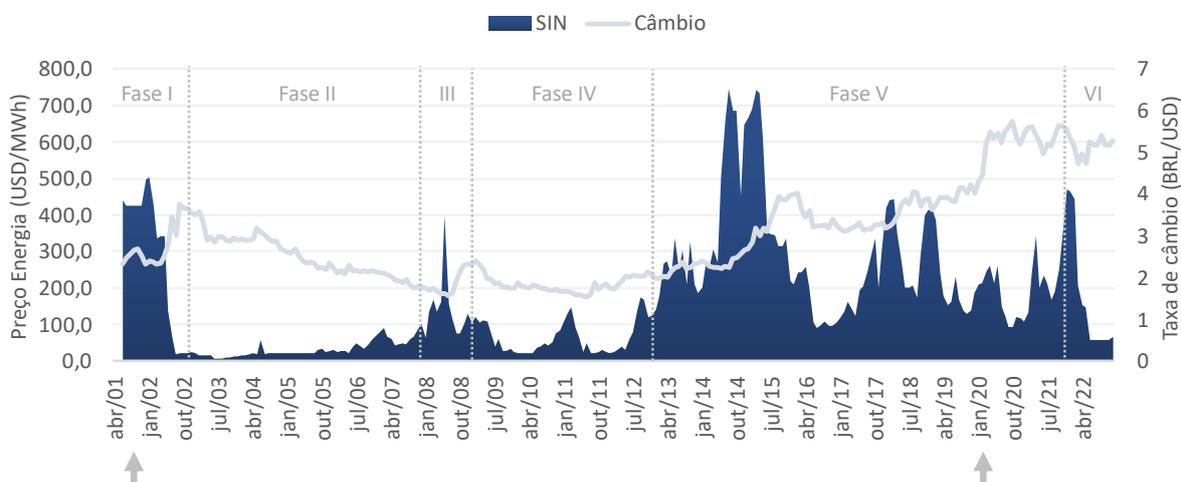
A Petrobras é uma sociedade de economia mista, a qual tem a União Federal como acionista controlador. A empresa detém o maior parque termoelétrico do sistema brasileiro, com a maior parte das usinas movida a gás natural, combustível do qual é o principal fornecedor do mercado nacional, além de algumas usinas movidas a diesel. Ao todo, são 5.8 GW que correspondem a 3% do total do sistema, que contribuíram com cerca de 1% da geração do sistema em 2022.

DEMAIS AGENTES

É importante destacar que 62% da capacidade instalada do Brasil está distribuída entre mais de 1,800 agentes de geração. Grande parte desse potencial está concentrado em diversas Sociedades de Propósito Específico (SPEs), que são sociedades constituídas para construir e operar usinas específicas, e possuem acionistas diversos como governos estaduais, fundos de investimento, grandes empresas consumidoras de energia ou até mesmo pessoas físicas.

3.7.4. DESTAQUES DO HISTÓRICO

Figura 30: Histórico do preço de energia no Brasil. Fonte: elaboração própria com dados da CCEE [41].



FASE I – PERÍODO 2001-2002: RACIONAMENTO

Esse período foi marcado pela crise energética que levou ao último programa estruturado de racionamento de energia elétrica no Brasil. Durante este período os preços de energia alcançaram seus limites superiores.

FASE II – PERÍODO 2002-2007: PÓS-RACIONAMENTO

No período após o racionamento, a mudança de perfil de consumo reduziu significativamente a demanda do país. Isso, somado a um período de melhora das aflúências, conduziu a um período razoavelmente longo de preços bastante baixos no sistema, próximos ao seu limite inferior.

FASE III – PERÍODO 2007-2008: RETOMADA DO CRESCIMENTO

Após a demanda ter retomado seu crescimento, alinhado com o crescimento econômico da primeira década do século XXI, houve uma frustração da oferta de gás natural no mercado brasileiro. Isso conduziu a uma elevação dos preços de energia, que foi então interrompida pela crise mundial.

FASE IV – PERÍODO 2009-2012: CRISE MUNDIAL

Com a crise mundial, houve uma redução da demanda em 2008, mas que foi rapidamente retomada nos anos seguintes. Esse movimento, junto com a implantação das usinas leiloadas desde 2004, levou a um período de balanço oferta-demanda mais equilibrado e, conseqüentemente, a preços de energia moderados. Isso perdurou até 2012, quando se iniciou um extenso período de aflúências reduzidas.

FASE V – PERÍODO 2012-2021: A DÉCADA SECA

Estes 10 anos se consolidaram como o período mais seco de todo o histórico do SIN desde 1931. O período entre 2012 e 2015 foi marcado por uma forte crise financeira no setor elétrico brasileiro, acompanhada de altos preços da energia, o que levou o regulador a reduzir o limite superior dos preços. Nos anos subsequentes, até 2019, o país registrou a pior seca do subsistema Nordeste, o que contribuiu novamente para uma elevação dos preços. Em 2020, devido a pandemia do COVID-19, houve uma abrupta redução na demanda do país e, na sequência, se consolidou uma nova crise hídrica, com os anos de 2020 e 2021 registrando como o pior biênio da história. Em 2022, diante das melhoras das aflúências e da ampliação da oferta de fontes renováveis, foi possível enfim registrar preços mais baixos.

FASE VI – PERÍODO ATUAL: O PÓS CRISE

O contexto após a crise hídrica 2021/22, tem se consolidado com preços bastante reduzidos - desde novembro de 2022 têm sido registrados preços mínimos. Essa baixa persistente nos preços de energia pode ser justificada pelo movimento dos últimos anos de uma expansão acelerada de usinas renováveis, que ampliaram o tamanho do ambiente livre. Essa dinâmica teve como principal motivador a fuga das tarifas reguladas, que mantém um consistente crescimento devido aos custos dos contratos legados indexados a índices de inflação, junto a expressiva redução de custo das fontes renováveis. O mesmo movimento também foi observado no ambiente regulado por incentivos a micro e mini geração distribuída, majoritariamente composta por painéis fotovoltaicos.

4. Funcionamento do mercado spot

O foco do presente capítulo é apresentar uma descrição do funcionamento do mercado de curto prazo de eletricidade (frequentemente chamado de “mercado *spot*” na literatura), o que envolve decisões de despacho e de formação de preços.

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 4. 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 4: 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 5, 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 4). 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 – 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, 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 5), caracterizamos a sua representação em cada um dos mercados estudados por meio de três componentes (representadas pelas colunas Tabela 5):

- 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 *feature* de representação no problema de otimização. Esta componente é caracterizada entre (i) *nenhuma* flexibilidade, quando esta *feature* 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 com validação*, 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; ou (iii) se a representação está disponível a essencialmente *todas as tecnologias*, inclusive agentes de demanda. Uma quarta 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 5), e por outro indicando o grau de *flexibilidade e autonomia* concedido aos agentes para a representação do problema (informações 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.

¹⁰ Este paradigma de representar uma curva sensível a preço para a demanda por reservas operativas foi bastante explorado, por exemplo, em [131].

Tabela 5: 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. CHILE

4.2.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 6: Resumo da caracterização base da formação de preços no Chile.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	Custo marginal calculado <i>ex-post</i>
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma	
Detalhe temporal da última iteração	Horário	-
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	1117 nós

Tabela 7: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no Chile.

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

O desenho do mercado de eletricidade chileno foi elaborado em 1982 com a promulgação da Lei Geral de Serviços Elétricos (LGSE), que buscou criar um mercado atacadista de energia competitivo no qual empresas de geração e consumidores podem celebrar contratos bilaterais de fornecimento de energia. O desenho proposto utiliza um mercado spot baseado em custos onde os geradores declaram seus custos de operação (que são auditados e justificados) para que o operador realize o despacho do sistema. Desta forma, o despacho ocorre por ordem de mérito de custos, e a última usina despachada para atender a demanda a cada hora determina o custo marginal horário. Os custos marginais são determinados de forma *ex-post* à operação, sendo conhecidos no dia seguinte. Como o modelo utilizado pelo operador no despacho do sistema é o mesmo que calcula os custos marginais de operação, as restrições de transmissão são levadas em consideração na formação dos preços, e, portanto, os custos marginais são nodais (atualmente há mais de 1100 nós de preço no sistema).

O processo de declaração é em geral bastante restrito pois apenas as usinas termelétricas declaram sua disponibilidade de geração com uma periodicidade mensal, e seus custos variáveis com uma periodicidade semanal para 2 níveis de carga (plena carga e mínimo técnico). Os recursos com capacidade de regulação ou armazenamento declaram apenas custos variáveis não-combustível com uma periodicidade semanal. Custos relacionados com restrições de *unit commitment* (custos de partida e desligamento) também são declarados somente por usinas termelétricas com uma periodicidade esporádica, ou seja, quando seu valor vigente apresente uma variação superior a 10% com relação ao último valor declarado e validado.

A otimização do armazenamento é representada de forma explícita na otimização: semanalmente, o operador elabora a programação semanal da operação, com o principal objetivo de calcular a política operativa do sistema e o custo de oportunidade da energia armazenada (valor da água) para cada central hidrelétrica. No dia anterior à operação, o operador do sistema elabora o programa diário de operação utilizando a política operativa e o valor da água resultante da programação semanal, projeções centralizadas de demanda, vazões e geração renovável, além de restrições de operação de reservatórios, restrições ambientais e convênios de irrigação informados pelos agentes. Como resultado da programação diária, o modelo elabora uma lista de prioridade de despacho, que é considerada na operação em tempo real para acionar os recursos em ordem de mérito econômica.

O produto de reserva (flexibilidade) é adquirido pelo operador do sistema no dia anterior à operação resolvendo um problema de cootimização de energia e serviços ancilares na programação da operação. Para adquirir esse produto, o operador determina requerimentos sistêmicos para cada um dos serviços

e realiza leilões diários para contratar as quantidades necessárias para atender a demanda de energia e reservas operacionais de forma cootimizada e manter um controle de frequência adequado no sistema. Recursos aptos a fornecer os serviços ancilares podem submeter ofertas de preço e quantidade para 5 blocos intradiários (0h-6h, 6h-10h, 10h-17h, 17h-21h e 21h-24h). Além disso, as ofertas estão limitadas a um preço máximo determinado para o leilão e à capacidade disponível do recurso – qualquer tecnologia pode ofertar no leilão, pois o modelo de cootimização avalia se a usina possui recurso primário suficiente para prestar o serviço ofertado no período em questão e, em caso positivo, procede com a adjudicação.

Todo o conteúdo desta seção é baseado nos seguintes documentos de regras do mercado e formação de preços das entidades do setor elétrico chileno (CNE, Coordenador e Ministério de Energia):

- Regulamento de coordenação e operação do SEN [42]
- Normas Técnicas de coordenação e operação [43], [44]
- Procedimento interno para geração de centrais de custos variáveis iguais [45]
- Desenho para o aperfeiçoamento do mercado elétrico nacional [46]
- Bases administrativas de leilões de serviços ancilares [47]
- Regras de operação de serviços ancilares em tempo real [48]
- Manual de definições de serviços ancilares [49]

4.2.2.PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O mercado spot chileno e a formação dos custos marginais de energia consistem nas seguintes etapas:

Declaração de custos variáveis: o processo de declaração de custos variáveis e disponibilidade é aplicável somente para usinas térmicas ou recursos com capacidade de regulação ou armazenamento. Entre as informações que devem ser declaradas pelos agentes, estão: custos variáveis, custos de combustível, estoque de combustível, custo variável não-combustível, custos de partida e detenção, disponibilidade da usina, entre outras. Cada informação deve ser declarada com uma periodicidade específica, que varia desde diariamente (para o estoque de combustível, por exemplo), semanalmente (para os custos variáveis), mensalmente (para a disponibilidade), até esporadicamente (seja anualmente ou quando seu valor atual apresente uma variação superior a um limite pré-estabelecido). Em seguida, essas informações passam por um processo de verificação e auditoria, e são, posteriormente, validados.

Programação semanal da operação: semanalmente, às quartas-feiras, o Coordenador Elétrico Nacional (CEN) realiza a programação semanal da operação, que tem como objetivo minimizar o custo total de operação e racionamento para um horizonte plurianual, determinando a política de operação do sistema e os custos de oportunidade da energia armazenada. A partir de sexta-feira, os resultados da programação semanal são publicados pelo operador, incluindo a geração das centrais para as próximas semanas e os custos de oportunidade de cada reservatório no sistema (representados de forma individualizada). A política de operação determinada para a próxima semana, contendo o valor da água para as hidrelétricas com reservatório, é considerada na programação diária de operação.

Programação diária da operação: diariamente, o CEN realiza a programação da operação para o dia seguinte, que busca minimizar o custo total esperado de operação, reservas e falhas do sistema. Para realizar o programa de operação, o CEN utiliza uma projeção centralizada de geração renovável, vazões e demanda, características técnicas das usinas, custos variáveis, de combustível e disponibilidade declarados pelos agentes, valor da água resultante da programação semanal, requerimento de reservas pré-determinado, ofertas submetidas para os serviços de reserva, entre outras informações que foram disponibilizadas até as 9h do dia anterior à operação. A programação diária da operação é resolvida através de um processo de cootimização de energia e reservas, e seus resultados incluem uma lista de

prioridade de despacho para os recursos de geração, a quantidade ótima de geração das usinas, além das ofertas de reserva adjudicadas no leilão (caso as ofertas de reserva submetidas sejam insuficientes para atender o requerimento, o CEN cria ofertas para recursos aptos a fornecer os serviços no sistema com um custo de referência). O programa diário de operação é apenas indicativo e fornece custos marginais programados e níveis referenciais de geração das centrais para o dia seguinte (os preços de reserva ofertados, no entanto, são utilizados para remunerar os serviços). Seus resultados são publicados até as 12h do dia da operação.

Operação em tempo real: na operação em tempo real, o CEN realiza o despacho das usinas em ordem crescente de custos variáveis, considerando a lista de prioridade de despacho resultante da programação da operação. O custo marginal real de energia é determinado pela última unidade que está gerando na ordem de mérito econômico, ou seja, aquela com o maior custo variável de geração. O preço das reservas, por outro lado, é do tipo *"pay-as-bid"*, remuneradas com base nas ofertas apresentadas na programação da operação. Os resultados da operação em tempo real utilizados nas transferências econômicas e liquidações são publicados até as 17h do dia seguinte à operação, e os agentes podem solicitar revisões de seus valores até as 17h do terceiro dia após a sua publicação. Finalmente, se houver alguma modificação, os resultados revisados são publicados até as 17h do segundo dia após o envio das solicitações dos agentes.

Transferências econômicas e liquidações: o CEN realiza mensalmente as liquidações do mercado de curto prazo e publica seus resultados preliminares e definitivos dentro de 9 e 15 dias, respectivamente, do mês seguinte ao mês da operação, através do Informe de Valorização de Transferências Econômicas. Essas liquidações incluem os balanços de energia, potência e serviços ancilares, além de outros pagamentos (como rendas de congestão, pagamentos laterais, etc.). Para as liquidações de energia, todas as injeções (geração) e retirios (compras) dos agentes no sistema são valorados ao custo marginal real do respectivo nó. Caso alguma usina com custo variável maior que o custo marginal real seja despachada fora da ordem de mérito por instruções do operador¹¹, há um pagamento lateral para cobrir esses custos, que é rateado pelos agentes que fazem compras no sistema a pro rata dos seus volumes.

4.2.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO NÃO VINCULANTE

Como comentado, a formação de preços no mercado chileno possui duas etapas principais: a programação da operação realizada pelo CEN no dia anterior à operação, resolvida através de um processo de cootimização de energia e reservas, e a operação em tempo real com despacho dos recursos por ordem de mérito de custos. No entanto, o nível de geração e os custos marginais determinados na etapa de programação são apenas informativos e não implicam em obrigações para os agentes. Por outro lado, a operação em tempo real determina os custos marginais reais e as quantidades consideradas nas liquidações financeiras. Desta forma, todos os custos associados aos desvios do tempo real em relação à programação da operação são socializados entre os agentes, que não possuem a possibilidade de gerenciar seus riscos dado que a programação do dia anterior não é vinculante.

¹¹ Existem algumas situações específicas nas quais o operador do sistema pode acionar usinas fora da ordem de mérito por restrições operativas, ambientais, ou de segurança. Seu custo não é considerado na formação de preço.

BALANÇOS DE ENERGIA E LIQUIDAÇÕES

No mercado spot chileno, cada gerador tem o direito de vender a energia que injeta no sistema ao custo marginal do seu respectivo nó. Por outro lado, cada agente de demanda (que representa consumidores finais) deve pagar pela energia retirada do sistema valorada ao custo marginal do seu nó de demanda. Desta forma, mensalmente, o CEN realiza o cálculo dos balanços de energia de cada agente no sistema e procede com as liquidações financeiras preliminares e definitivas, dentro de 9 e 15 dias após o mês de operação, respectivamente. Nos balanços de energia, o CEN determina quanto cada agente deve pagar ou receber calculando a diferença entre a receita dos geradores e o pagamento dos consumidores. As empresas que resultarem com saldo total negativo (empresa deficitária) devem pagar essa diferença às empresas com saldos positivos (empresa excedentária). Por fim, dentro de 3 dias após a publicação das liquidações financeiras definitivas e respectivas instruções de pagamento, as empresas excedentárias devem faturar as empresas deficitárias, que devem pagar dentro de 7 dias após a emissão das faturas.

MODELOS UTILIZADOS PELO OPERADOR

O Coordenador Elétrico Nacional (CEN) utiliza principalmente 2 modelos no processo de programação da operação do sistema: o modelo de Programação de Longo Prazo (PLP), executado semanalmente para um horizonte plurianual, e o modelo de Programação de Curto Prazo (PLEXOS), executado diariamente para um horizonte de 24 horas.

O PLP possui representação nodal do sistema de transmissão e a demanda é representada através de 5 blocos de consumo por semana: o primeiro bloco corresponde às demandas agregadas das horas de meia noite; o segundo, das horas da madrugada; o terceiro, das horas da manhã; o quarto, das horas da tarde; e, finalmente, o quinto, das horas da noite. O principal objetivo do PLP é determinar a política de operação do sistema, incluindo a geração semanal das centrais e os custos de oportunidade da energia armazenada [50].

O programa diário (PLEXOS), por outro lado, possui representação nodal e horária. O modelo determina o programa de operação para o dia seguinte, definindo a geração horária das usinas, o custo marginal horário programado, entre outras informações. Os modelos PLP e PLEXOS são acoplados através do custo futuro da água armazenada, determinado pelo PLP semanalmente para cada reservatório de forma individualizada, e considerado na programação diária de operação [51].

4.3. COREIA DO SUL

4.3.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 8: Resumo da caracterização base da formação de preços na Coreia do Sul.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	Estuda-se a possibilidade de implementar liquidação dupla
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Estrutural	O preço marginal é calculado em etapa posterior ao modelo "físico" que calcula o despacho para o dia seguinte
Detalhe temporal da última iteração	Horário	
Detalhe espacial da última iteração	Zonal	2 zonas

Tabela 9: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços na Coreia do Sul.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Esporádica	Restrito
Curva quantidade-preço	Alguma flexibilidade	Nenhuma ¹²	Restrito
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Esporádica	Restrito
Otimização de armazenamento	Não representado	Frequente flexível	Restrito
Produto reserva (flexibilidade)	Quantidade fixa	Esporádica	Restrito

Criado com a reforma elétrica de 2001, o mercado de energia sul-coreano é administrado pela KPX. Neste mercado, os geradores elétricos (tanto as subsidiárias da KEPCO como os produtores independentes, ou IPPs) vendem energia para a KEPCO, que atua como comprador único e revende a energia para os consumidores finais a uma tarifa regulada. A legislação permite que grandes consumidores (i.e., com consumo maior que 30 MW) participem como compradores no mercado da KPX, mas nenhum consumidor o faz, pois é mais barato comprar energia da KEPCO [7].

O mercado funciona no dia anterior ao despacho (Mercado do Dia Seguinte), embora a introdução de um Mercado de Tempo Real esteja sendo estudada [52]. Assim, o preço marginal da eletricidade, o SMP (*system marginal price*), é calculado pela KPX no dia anterior ao despacho, a partir do plano de geração montado para o dia seguinte.

Os custos dos geradores considerados para otimização do despacho são determinados por um comitê da KPX, o *Generation Cost Assessment Committee* (GCAC), que revê as informações enviadas pelos geradores [8], [53]. Já a disponibilidade de cada gerador para o dia seguinte é informada pelos mesmos diariamente à KPX. Isto é, os geradores não ofertam preços (o mercado é baseado em custos auditados),

¹² "Nenhuma" pois os custos são auditados. Mas vale a ressalva de que quantidades (disponibilidades) podem ser declaradas diariamente.

mas podem ofertar quantidades. Os ativos com sistemas de armazenamento (incluindo baterias) são operados segundo um plano de geração e carregamento/bombeamento submetido pelo próprio gerador no dia anterior ao despacho.

O sistema coreano é dividido em duas regiões, cada uma com seu preço: a região “continental” e a Ilha de Jeju. Essas regiões são conectadas por dois cabos submarinos em corrente contínua. Para horas sem congestão nessas linhas, o preço marginal em Jeju é o mesmo que no sistema continental [54].

Até 2020, havia uma diferença de parâmetro entre a otimização para cálculo do SMP (“modelo financeiro”) e a usada para programação do despacho (“modelo físico”): a primeira não considerava restrições de rede nem de confiabilidade, enquanto a segunda as considerava (esquema parecido com o adotado hoje no Brasil). A partir de dezembro de 2020, unificaram-se os modelos: atualmente, o modelo de despacho é executado uma única vez (no dia anterior à operação) com restrições de rede e confiabilidade, o que produz o plano de geração para o dia seguinte. No entanto, o SMP das regiões não é a variável dual das restrições de balanço oferta-demanda desta execução, mas sim fruto de um pós-processamento dos seus resultados, como será visto na seção 4.3.3 (por isso, considerou-se uma diferença estrutural entre modelos).

O produto reserva é determinado como uma quantidade fixa que deve ser disponibilizado por todos os geradores térmicos do sistema. Cada agente tem 5% da sua capacidade disponível alocada para reserva e é remunerado com base em custos regulados por aumentos (*constrained-on*) e reduções (*constrained-off*) da sua geração.

4.3.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O mercado *spot* possui as seguintes etapas [54]:

Avaliação dos custos de geração: qualquer proprietário de geração ou armazenamento deve enviar dados de custos e características técnicas à KPX. No caso de geradores, o prazo é de 9 dias úteis antes do início de cada mês (exceto para custos de *start-up*, que devem ser enviados quatro vezes ao ano, conforme calendário estabelecido pela KEPCO); no caso de armazenamento, a submissão é feita um mês antes do início de cada trimestre. Os dados são revisados pelo GCAC.

Oferta de quantidade: Até às 11h do dia anterior ao despacho, os geradores devem submeter à KPX sua disponibilidade de geração a cada hora (entre 0 e a capacidade máxima da usina). É possível, nesse momento, indicar capacidades máximas e mínimas, mínimo tempo ligado e desligado, restrições de rampa (de subida e descida), entre outras características técnicas, distintas daquelas submetidas ao GCAC no mês anterior, desde que devidamente justificadas e comprovadas. Se, após 11h, houver a necessidade de alterar os detalhes da oferta, o gerador pode fazê-lo até 1 hora antes da operação, com as devidas justificativas.

Previsão de demanda: a KPX é responsável por fazer a previsão de demanda para cada hora do dia seguinte. A previsão deve estar pronta às 13h, para uso no modelo de otimização, e ser divulgada até às 17h [54].

Determinação do plano de geração para o dia seguinte: Um programa computacional executado no dia anterior ao despacho minimiza o custo total de geração. O modelo recebe como *inputs* os custos de combustível e de *start-up* determinados mensalmente pelo GCAC, as ofertas de quantidade dos geradores e suas restrições técnicas, e a previsão de demanda feita pela KPX. O modelo considera restrições de rede e de reserva (co-otimiza geração e reserva). O plano resultante deve ser divulgado à KEPCO e aos geradores até às 17h do dia anterior ao despacho (ou até às 24h em feriados ou situações

inevitáveis).

Determinação do SMP: O preço da energia (o SMP) é o custo da usina mais cara operando em cada hora, segundo o plano de geração estabelecido na etapa anterior. A Coreia possui regras muito particulares para o cálculo do SMP, detalhadas na seção 4.3.3. O SMP também deve ser divulgado até às 17h do dia anterior ao despacho.

Determinação do plano de “confiabilidade”: se houver uma mudança em relação aos parâmetros de entrada do modelo de despacho (por exemplo, alteração na previsão de demanda após 13h, mudança na oferta dos agentes após 11h, falhas de geração ou transmissão), a KPX realiza um novo plano, chamado plano de “confiabilidade”, que deve refletir as mudanças.

Operação em tempo real: também é responsabilidade da KPX, que instrui os geradores para garantir a estabilidade do sistema e qualidade da energia.

Medição e liquidações: dois dias após o despacho, as transações são contabilizadas. O processo de liquidação é feito em duas etapas: a *liquidação inicial*, notificada às empresas de geração e à KEPCO até 9 dias após a transação; e, caso alguma empresa solicite um ajuste à liquidação inicial que seja julgado pertinente, a *liquidação final* é feita até 19 dias após a transação. O gerador recebe o produto entre SMP e a geração efetivamente medida. Se esse montante não for suficiente para recuperar os custos variáveis¹³, a diferença é paga por meio de encargos (*make-whole payment* ou *constrained-on*). Do contrário, se, por instrução da KPX, a geração for menor que o planejado no dia anterior, o gerador tem direito a um pagamento *constrained-off* (ou *margin assurance payment*), igual à diferença entre o lucro que ele teria se gerasse o montante planejado e seu lucro efetivo¹⁴.

4.3.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

REPRESENTAÇÃO DE CUSTOS QUADRÁTICOS DE GERAÇÃO

A Coreia possui regras muito particulares para calcular o preço da energia no mercado spot, utilizando uma função quadrática para representar os custos das usinas no lugar de uma curva linear, comumente usada em diversos sistemas [54].

Cada usina i possui um custo quadrático de combustível em função da geração g , dado por:

$$QPC_i \times g^2 + LPC_i \times g + NLPC_i$$

Em que os valores de QPC_i (*quadratic price coefficient*), LPC_i (*linear price coefficient*) e $NLPC_i$ (*no-load price coefficient*) dependem dos custos de combustível e de características das usinas. Estes três parâmetros são calculados e enviados pelos geradores à KPX até 9 dias antes do início de cada mês para revisão pelo *Generation Cost Assessment Committee* (GCAC).

¹³ Isso é possível pois uma usina pode precisar ser despachada em tempo real acima do programado no dia anterior.

¹⁴ Há duas exceções: (i) geradores não despacháveis (por exemplo, solares e eólicas) e com capacidade inferior a 20 MW não recebem *constrained-on* nem *constrained-off*; e (ii) hidrelétricas não reversíveis não recebem *constrained-off* (somente *constrained-on*), com a justificativa de que a água não usada pode ser usada no dia seguinte.

Feito o plano de geração no dia anterior ao despacho, calcula-se o preço incremental da usina na hora t ($PI_{i,t}$) como o custo incorrido para incrementar a geração de uma unidade (que depende de quanto a usina gera em cada hora $g_{i,t}$), ou seja, a derivada da expressão acima:

$$PI_{i,t} = 2 QPC_i \times g_{i,t} + LPC_i$$

INCORPORAÇÃO DE OUTROS CUSTOS NO PREÇO

Além do preço incremental ($PI_{i,t}$) explicado acima, o preço da energia na Coreia (o SMP) inclui também o custo de *no-load* e o custo de *start-up* das usinas. Assim, para cada usina i e hora t , calcula-se o preço de geração (PG_i) como a soma do preço incremental ($PI_{i,t}$), o *no-load price* (NLP_i) e custo de *start-up* (SUP_i). O preço marginal na hora t (SMP_t) para cada região (continental e Ilha de Jeju) é o máximo preço de geração das usinas operantes naquela hora e região:

$$SMP_t = \max (PG_i) = \max (PI_{i,t} + NLP_i + SUP_i)$$

O *no-load price* (NLP_i) é o valor necessário para compensar o déficit de custos de combustível que não pode ser recuperado apenas com o preço incremental. Esta componente é calculada dividindo a soma dos déficits de custos de combustível em todas as horas do dia pela soma da geração:

$$NLP_i = \frac{\sum_t NLPC_i - QPC_i \times g_{i,t}^2}{\sum_t g_{i,t}}$$

A componente de *start-up* (SUP_i), por sua vez, é calculada dividindo o custo de *start-up* total incorrido pelo gerador no dia (segundo auditado pelo GCAC) pela geração de energia:

$$SUP_i = \frac{\sum_t SUC_{i,t}}{\sum_t g_{i,t}}$$

em que $SUC_{i,t}$ é o custo de *start-up* na hora t .

INCENTIVOS A PREVISÕES DE RENOVÁVEIS

Até o fim de 2020, a KPX era a única responsável por realizar as previsões de geração renovável para o dia seguinte. As regras somente aconselhavam as centrais a proverem suas projeções à KEPCO para auxiliar nas projeções oficiais [8]. Naquele ano, foi aprovado um novo mecanismo em que empresas solares e eólicas com capacidade acima de 20 MW podem submeter sua previsão de geração no dia anterior, em dois momentos: às 10h e às 17h. Após o despacho, a KPX calcula o erro de previsão para cada hora (mais precisamente, a média das duas previsões submetidas no dia anterior) [54]:

1. Se for inferior a 6% da capacidade efetiva, o gerador recebe 3 won por kWh gerado naquela hora (adicional ao pagamento por energia ao SMP);
2. Se estiver entre 6% e 8% da capacidade efetiva, o valor é 4 won por kWh;
3. Se estiver acima de 8%, não há pagamento (somente o SMP).

O objetivo deste pagamento adicional ao SMP é incentivar melhores previsões renováveis (quanto melhor a previsão, maior o pagamento) na ausência de um mercado de balanço.

Para participar desse esquema de incentivos, os geradores interessados devem passar por um período de teste de um mês. Se a média dos erros durante esse mês for inferior a 10%, a empresa pode se registrar para participar do mecanismo [55].

4.4. EL SALVADOR

4.4.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 10: Resumo da caracterização base da formação de preços em El Salvador.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	Mercado em Tempo Real
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma	
Detalhe temporal da última iteração	Horário	Em caso de falhas de unidades, pode ser para intervalos de 30min
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	A diferenciação de preços entre os nós é acionada apenas em casos excepcionais

Tabela 11: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços em El Salvador.

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

A Ordem Executiva N° 57 de 2006 [56] deu diretrizes para desenvolver um novo Regulamento para a Operação do Sistema de Transmissão e do Mercado Atacadista de Eletricidade com base nos Custos de Produção (ROBCP) [57], a fim de substituir o esquema baseado em contratos bilaterais e ofertas de preços, como descrito na seção 3.4.4. O ROBCP estabelece um despacho econômico de geração no qual as unidades são programadas minimizando os custos operacionais e de déficit para atender à demanda. Esse despacho é independente das transações bilaterais realizadas no mercado de contratos, que criam vínculos exclusivamente financeiros entre as partes.

O mercado de curto prazo de El Salvador, chamado Mercado Regulador do Sistema (MRS), possui uma única iteração, realizada a partir da operação em tempo real. Anteriormente ao despacho, são efetuados procedimentos de programação do despacho anual, semanal e diário, cujos resultados de mercado, porém, são unicamente indicativos. O conjunto de ferramentas computacionais utilizado pelo operador do mercado elétrico salvadorenho possui representação detalhada da topologia da rede de transmissão,

bem como de restrições operativas de unidades de geração, sendo assim, o mesmo modelo utilizado para determinação do despacho físico. Os preços do MRS são definidos para cada período de uma hora e, em caso de congestão na rede de transmissão, podem apresentar variações nodais. É interessante destacar que, embora o mercado de El Salvador em geral opere com um preço único para todo o país, (i) este preço único é extraído de uma simulação com representação detalhada da rede, e (ii) as regras de mercado já preveem a possibilidade de introduzir uma diferenciação locacional de preços em situações excepcionais, assim alocando alguns riscos aos agentes de mercado de forma transparente.

A representação de curvas de oferta para os geradores é bastante limitada, com a representação de um único par preço-quantidade. Os preços considerados para as hidrelétricas se baseiam em custos de oportunidade do uso da água calculados centralizadamente nas etapas de programação do despacho, com base nos níveis dos reservatórios informados frequentemente pelos *players*. Para as térmicas, os custos variáveis são definidos com base em parâmetros (físicos e econômicos) registrados e aprovados anualmente (ou bianualmente) junto ao operador – como, por exemplo, um *benchmark* internacional de combustíveis, ao qual o custo de produção da usina é indexado ao longo do ano. Já para as renováveis, considera-se um custo variável nulo. A demanda, por sua vez, pode realizar as chamadas ofertas de retirada de oportunidade, que são ofertas de demanda sensíveis a preço. A reserva, por sua vez, não é incluída na otimização do despacho – as usinas que possuem condições técnicas de prover serviços ancilares ao sistema devem disponibilizar uma fração pré-fixada das suas capacidades de geração para os serviços de reserva previstos na regulação.

4.4.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O processo de formação de preços em El Salvador consiste nas seguintes etapas:

Programação semanal: A cada semana, é elaborada uma programação de operação para sete dias. Essa programação tem como objetivo determinar os planos horários de despacho durante esse período, com caráter indicativo, e calcular a função de custo futuro (valor da água) válida para a semana de operação. Os dados técnicos e operacionais das instalações são baseados na base de dados registrada junto à UT e incluem, dentre outros parâmetros, as capacidades disponíveis das unidades geradoras, os custos variáveis das termelétricas, custos de arranque, programa de manutenção de geração e de transmissão aprovados pela UT e capacidades máximas disponíveis em cada trecho do sistema de transmissão. O processo de programação semanal é realizado em duas fases: na primeira fase, é determinada uma tabela de valores da água com base na cota do reservatório ao final do período, utilizada como *input* para as etapas seguintes do procedimento de despacho; na segunda, realiza-se a programação semanal do despacho (indicativa), em etapas horárias. O modelo representa de maneira detalhada as restrições operativas de centrais de geração (como tempos mínimos em operação e em parada, rampas de aumento e redução de carga, e capacidades mínimas operativas) e a rede de transmissão (sem perdas de transmissão, que são consideradas diretamente nas previsões de demanda). As projeções de vazão são realizadas centralizadamente pela UT, a partir de uma metodologia acordada com os proprietários das usinas e aprovada pela SIGET.

Programação diária: O objetivo da programação diária (ou pré-despacho) é planejar com antecedência a operação do sistema elétrico do dia seguinte. No pré-despacho, a UT atualiza a programação para o dia seguinte com base nas informações mais recentes. No pré-despacho, a UT utiliza a potência disponível, os custos variáveis das unidades geradoras e as ofertas de retirada de oportunidade para determinar o despacho ótimo para o dia seguinte (as ofertas elásticas de demanda devem ser submetidas até as 8:30 da manhã do dia anterior à operação). Para as hidrelétricas de reservatório, é considerada a função de custo futuro resultante da programação semanal (bem como informações

hidrológicas, como os níveis dos reservatórios, fornecidas pelos agentes até as 8h da manhã do dia anterior à operação). Já as usinas hidrelétricas a fio d'água são programadas com base no resultado direto de geração da programação semanal, fazendo eventuais ajustes necessários. Além disso, a representação dos intercâmbios internacionais é realizada de forma coordenada com o *Ente Operador Regional* com o objetivo de otimizar as transações com o MER, que são determinadas no pré-despacho regional. Até as 18h do dia anterior à operação, a UT publicará o pré-despacho do sistema, que, apesar de ser indicativo, é uma boa *proxy* para a operação em tempo real, sendo utilizado como ponto de partida para o despacho ótimo do sistema.

Operação em tempo real: cada dia, a UT utiliza os resultados do pré-despacho realizado no dia anterior como base para gerenciar o MRS na operação em tempo real, fazendo os ajustes necessários para acomodar as divergências entre os valores previstos e os valores reais. Em geral, são ajustes pequenos, de forma que o pré-despacho é determinante para a operação em tempo real. Durante a operação, os agentes devem seguir as instruções da UT (tanto as emitidas durante a programação do despacho elaborada no dia anterior, quanto os ajustes eventualmente incorporados) e disponibilizar a ela os meios de controle automático de seus equipamentos e instalações (seja de geração ou de transmissão). Ao longo do dia, devem informar à UT eventuais modificações que ocorram com relação às condições informadas no dia anterior para o pré-despacho, que deve atualizar as previsões com base nestes ajustes e nas condições observadas em tempo real. Apenas em caso de modificações significativas nas condições previstas no pré-despacho, a UT realiza um novo despacho, que será informado aos agentes. Tais modificações significativas incluem, por exemplo: (i) indisponibilidade de pelo menos três horas de uma grande usina despachada no pré-despacho (cuja indisponibilidade supere a margem de reserva definida para o sistema), (ii) diferenças superiores à margem de reserva entre a demanda prevista e realizada e (iii) indisponibilidade por mais de quatro horas de um elemento chave de transmissão. Do despacho em tempo real, resultam os preços aplicados ao MRS, que serão utilizados para liquidar as transações de energia deste mercado.

4.4.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

DETERMINAÇÃO DO CUSTO VARIÁVEL DE PRODUÇÃO DE CADA USINA

A determinação do custo variável de produção de cada usina é decomposta em 3 diferentes componentes segundo a metodologia oficial utilizada em El Salvador, conforme detalhado a seguir:

1. Custos de combustível

O cálculo dos custos variáveis de combustível a serem usados na programação da operação anual, semanal e diária é de responsabilidade da UT. Para fazer isso, a UT atualiza os preços dos combustíveis de acordo com uma referência internacionalmente reconhecida, proposta pelos participantes do mercado gerador e aprovada pelo SIGET. O gerador deve fornecer anualmente, por meio de um relatório justificativo que incorpore o suporte necessário e suficiente, as seguintes informações:

- Uma referência (*benchmark*) internacional de preços de combustíveis
- Uma fórmula para calcular o preço FOB (*free on board*) com base nos preços publicados pela referência internacional proposta (que também pode depender do volume de compra correspondente)
- Os custos de importação, com base em custos verificáveis
- Uma fórmula para atualização dos custos de importação

No início do processo de revisão anual, a UT solicitará a cada gerador a estrutura de custos para cada

tipo de combustível, sua forma e periodicidade de atualização. Essas informações serão revisadas pela UT e enviadas ao SIGET para aprovação em um período de um mês. Uma vez aprovadas, essas informações serão usadas pela UT para os fins de programação da operação. Durante o processo de revisão, o SIGET pode solicitar esclarecimentos ou informações adicionais consideradas pertinentes.

2. Curvas de eficiência térmica e outros parâmetros técnicos

A aplicação do procedimento para a determinação das curvas de consumo específico e sua correspondente auditoria é realizada a cada dois anos. As auditorias mencionadas incluem também testes para a determinação do consumo de combustível durante a partida e parada. Também estão incluídos nesses procedimentos a verificação dos tempos de partida, tomada de carga (rampa de subida), redução de carga (rampa de descida) e parada de todas as unidades, bem como a quantificação do combustível consumido nessas circunstâncias operacionais. Em relação aos tempos de partida e parada mencionados, o auditor utiliza os dados fornecidos pelo construtor de cada unidade para verificação. A auditoria será realizada por um auditor externo, com a UT atuando como observador. Todos os relatórios do auditor devem ser aprovados pela UT em sua capacidade de observador da aplicação do procedimento.

3. Outros custos variáveis

A aplicação do procedimento para o cálculo do custo variável não-combustível e dos custos de arranque e parada é realizada a cada dois anos por um auditor externo. Bianualmente, cada gerador deve fornecer independentemente para cada unidade geradora um relatório de cálculo destes custos, que contenha o cálculo, a informação que o respalda e as fórmulas de indexação. O mencionado documento constitui a principal entrada da auditoria. Os valores são válidos por 24 meses e são atualizados mensalmente. A auditoria revisa os relatórios apresentados pelos geradores, a fim de verificar se justificam adequadamente seus custos, levando em consideração os padrões internacionais ajustados à realidade de El Salvador.

REGRAS PARA SERVIÇOS ANCILARES

Existem dois tipos de reservas obrigatórias definidas no ROBCEP: reserva para regulação de frequência primária (mínimo de 3% das injeções do gerador no sistema) e reserva para regulação de frequência secundária (mínimo de 4% das injeções do gerador no sistema), ou AGC (Controle Automático de Geração).

A reserva primária é uma obrigação de todos os participantes do mercado e, até o momento, não houve cobranças ou créditos para esse tipo de reserva. Para o AGC, por outro lado, existem três abordagens possíveis para os *players* que sejam tecnicamente qualificados para fornecer o serviço:

- a) Fornecer sua própria reserva e disponibilizar reserva excedente para o sistema
- b) Fornecer apenas sua própria reserva, com base em suas injeções
- c) Pagar os custos secundários excedentes, mesmo que tenha a capacidade de fornecer o serviço

A prestação do serviço AGC não está sujeita a uma tarifa regulamentada – deve ser entendida como um requisito que deve ser cumprido para operar no mercado. No caso de todos os geradores em El Salvador terem a capacidade e optarem por fornecer o serviço AGC por si próprios, os créditos e cobranças tenderão a desaparecer.

As usinas que fornecem serviços AGC acima da quantidade mínima exigida (4% de sua geração) são remuneradas de acordo com os valores de energia relatados pelo Sistema de Medição Comercial (SIMEC). Essas usinas também são remuneradas com base em seus custos de oportunidade de prover

reserva (que dependem do preço do MRS e dos custos variáveis de cada usina). O custo de remunerar esses agentes é distribuído proporcionalmente às usinas que tiveram déficits em suas contribuições AGC (ou seja, que entregaram menos de 4% de sua geração).

O valor recebido pelos geradores que vendem reserva excedente¹⁵ é definido por:

$$(Q_A - Q_R) \cdot 20\% \cdot P_{MRS} + COportunidade$$

$$COportunidade = (Q_A - Q_R) \cdot (P_{MRS} - \text{Custo variável} - \text{Custos de arranque e de parada})$$

Onde:

Q_A = quantidade de reserva fornecida pelo agente

Q_R = quantidade de reserva requerida do agente

P_{MRS} = preço de energia do MRS

Por outro lado, o montante a ser pago pelos geradores que não fornecem a quantidade de reserva requerida é definido como:

$$(Q_A - Q_R) \cdot 20\% \cdot P_{MRS} + \Delta$$

$$\Delta = \frac{Q_A - Q_R}{\text{Déficit total de reserva dos agentes}} \cdot \text{Custo de oportunidade total pago pelos agentes}$$

MODELOS UTILIZADOS PELO OPERADOR

De acordo com as regras do mercado atacadista de curto prazo de El Salvador [57], a primeira etapa do planejamento da operação (excluindo a programação anual do despacho, unicamente indicativa) é a programação semanal do despacho. Este procedimento é realizado às quintas-feiras, quando são executados os modelos SDDP e NCP, ambos desenvolvidos pela PSR. Os modelos são executados para horizontes de uma semana, iniciando na segunda-feira da semana seguinte, com resolução temporal horária. O modelo SDDP é executado para cálculo do valor da água para cada uma das centrais hidrelétricas do país, representadas individualmente, o que serve de insumo para o modelo NCP, responsável por determinar a programação do despacho semanal. Os modelos possuem uma representação detalhada das restrições operativas das usinas, bem como da rede de transmissão (granularidade espacial nodal).

O mesmo modelo NCP é usado também nas etapas de programação diária do despacho (pré-despacho) e cálculo dos custos marginais da operação em tempo real, também com granularidade horária, mas com horizonte de 24 horas – o modelo é executado todos os dias, para planejar a operação ao longo do dia seguinte no caso da programação diária e para calcular os preços do Mercado Regulador do Sistema no caso da operação em tempo real. As características do modelo, como representação das usinas e suas restrições operativas e modelagem da rede de transmissão com granularidade nodal, se mantêm

¹⁵ Esse valor é recebido pelos agentes que disponibilizam para o serviço de reserva mais do que os 4% requeridos como mínimo (caso disponibilize apenas 4%, não há remuneração). Caso o agente seja acionado, a geração é remunerada ao preço do MRS.

as mesmas utilizadas na etapa anterior, também tomando como insumo o valor da água calculado com o SDDP na programação semanal.

4.5. MÉXICO

4.5.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 12: Resumo da caracterização base da formação de preços no México.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Dupla	Mercado do Dia Seguinte e Mercado de Tempo Real
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Nenhuma	
Detalhe temporal da última iteração	Horário	Preços calculados para intervalos de 15 minutos, mas médias horárias usadas para liquidações
Detalhe espacial da última iteração	Nodal	Mais de 2,500 nós

Tabela 13: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no México.

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

O mercado spot mexicano foi criado após a reforma energética de 2013/14 (funcionando oficialmente a partir de 2016) e apresenta características modernas, como preços horários e nodais (com representação explícita e formação de preços para um conjunto de mais de 2500 nós). Além disso, funciona com base em um mecanismo de liquidação dupla, possuindo um Mercado do Dia Seguinte (MDA – sigla para *Mercado del Día en Adelanto*), que faz uso de previsões realizadas no dia anterior, e um Mercado de Tempo Real (MTR), executado a partir das condições observadas no momento da operação. Desta forma, cada mercado possui seus próprios preços e alocação de quantidades, com a etapa do MDA gerando compromissos financeiros (mas não físicos) que são herdados pelo MTR – este último liquida, ao seu preço resultante, as diferenças entre o que foi transacionado por cada agente no dia

anterior e o que foi alocado no despacho em tempo real.

Os agentes devem submeter todos os dias ofertas de compra e de venda para o Mercado do Dia Seguinte, além de ofertas de venda apenas para o Mercado em Tempo Real. Caso não o façam, são considerados no lugar dessas ofertas parâmetros e preços de referência calculados centralizadamente pelo operador, que correspondem a uma estimativa centralizada dos custos reais de operação (acrescidos de uma “folga” de 10%). No entanto, apesar de haver a submissão de ofertas por parte dos agentes, estas são limitadas a intervalos de preços bastante próximos ao custo de produção estimado pelo operador do sistema a partir dos parâmetros de referências. Esta validação das ofertas é feita frequentemente e, caso divirjam dos valores calculados centralizadamente, serão substituídas pelos preços de referência mencionados.

Com relação às características das ofertas, elas variam conforme o tipo de agente e modalidade de registro junto ao CENACE. As ofertas de compra (lado da demanda) são enviadas pelas chamadas Entidades Responsáveis de Carga e são compostas unicamente por quantidades (em MW), uma para cada hora do dia - sendo, assim, uma demanda inelástica. Já no caso das ofertas de venda, seus formatos variam a depender da tecnologia da usina. São definidos 4 tipos de oferta de venda: oferta termelétrica, hidrelétrica, intermitente despachável (aplicadas a recursos renováveis que têm a possibilidade de fazer *curtailment* da sua produção) e não-despachável. Em suas ofertas horárias, as termelétricas informam suas capacidades mínima e máxima operativas, bem como pares intermediários de preço-quantidade. As hidrelétricas, por sua vez, informam as capacidades mínima e máxima operativas horárias e um valor de custo de oportunidade válido para todas as horas do dia, enquanto as usinas intermitentes despacháveis informam estimativas horárias de geração. As ofertas não-despacháveis, que compreendem tipicamente plantas menos flexíveis, incluem valores de geração estimados para cada hora do dia e são modeladas como geração forçada.

Há, ainda, a representação dos contratos legados (isto é, contratos nos moldes regulatórios anteriores à reforma energética) explicitamente no modelo. Qualquer outro acordo bilateralmente firmado entre os *players* possui consequências exclusivamente financeiras. No que tange aos serviços ancilares, as ofertas horárias de termelétricas e de hidrelétricas incluem valores de preço e quantidade ofertados para cada um dos tipos de reserva contemplados no mercado de curto prazo - sendo essas ofertas também sujeitas aos critérios de validação do operador.

Todo o conteúdo desta seção é baseado nos seguintes documentos de regras do mercado e formação de preços das entidades do setor elétrico mexicano (SENER):

- Bases do Mercado Elétrico [58];
- Manual de Custos de Oportunidade [59];
- Manual do Mercado de Energia de Custo Prazo [60].

4.5.2.PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O processo de formação de preços no México consiste nas seguintes etapas:

Modelo de horizonte estendido: Previamente ao procedimento de despacho e formação de preços do Mercado do Dia Seguinte, o CENACE executa um modelo com horizonte estendido (AU-CHT), de forma a determinar eventuais despachos fora da ordem de mérito nas últimas horas do dia de operação (por ter visibilidade de um horizonte mais longo que as etapas seguintes do procedimento de despacho) e programar o acionamento de usinas inflexíveis.

Mercado do Dia Seguinte (MDA): Os agentes devem enviar suas ofertas (de venda e de compra) ao

operador até às 10h da manhã do dia anterior à operação – caso não o façam, serão considerados os parâmetros e preços de referência calculados centralizadamente. Vale destacar que as ofertas de compra são limitadas a quantidades, posicionando o comprador como um *price taker*. As ofertas de venda variam de acordo com a tecnologia. As termelétricas e as hidrelétricas incluem tanto curvas preço-quantidade para o serviço de energia quanto para os serviços ancilares. Com base nessas informações, o CENACE executa o modelo de despacho (AU-MDA), que realiza uma cootimização entre a alocação de geração de energia e de provisão de serviços ancilares pelos agentes, levando em consideração a rede de transmissão e as restrições a ela associadas. Há 5 modalidades de serviços ancilares comercializados: regulação secundária de frequência, reservas girante e não-girante de 10 minutos, e reservas girante e não-girante suplementares. Os resultados de mercado são divulgados às 17h do dia anterior à operação.

Procedimentos intermediários: após a programação do despacho no Mercado do Dia Seguinte, o CENACE realiza uma etapa adicional, dando instruções de acionamento complementárias. Estas são definidas com base em uma reexecução do modelo de despacho que considera uma previsão de demanda feita de forma centralizada, no lugar das ofertas de compra, por motivos de segurança do suprimento (utilizando o modelo AU-GC). Estes volumes adicionais são remunerados ao preço do despacho no tempo real.

Mercado de Tempo Real (MTR): As ofertas de venda consideradas são as últimas que foram enviadas por cada agente com antecedência mínima de 2 horas. Estas ofertas podem diferir das ofertas apresentadas no MDA apenas nas quantidades ofertadas (capacidades mínima e máxima de operação e disponibilidade de reservas), mas não nos preços. As ofertas de compra, por sua vez, não são utilizadas para fins do despacho em tempo real, visto que se levam em conta a demanda efetivamente observada. Com estas informações e com base no estado de momento do sistema, o operador executa uma sequência de modelos (AU-TR, DERS-MI e DERS-I), que busca cootimizar o despacho de energia e a prestação de serviços ancilares, porém agora com informações mais precisas e detalhadas e com um menor grau de liberdade na tomada de decisão. Este procedimento é feito a cada intervalo de 15 minutos e determina as quantidades a serem geradas por cada agente nos 15 minutos seguintes e o preço resultante. Para fins de liquidação, é utilizada uma média dos preços dos intervalos de 15 minutos contidos dentro de cada hora, multiplicado pelas diferenças entre as quantidades alocadas aos agentes no MTR e no MDA nas respectivas horas.

4.5.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

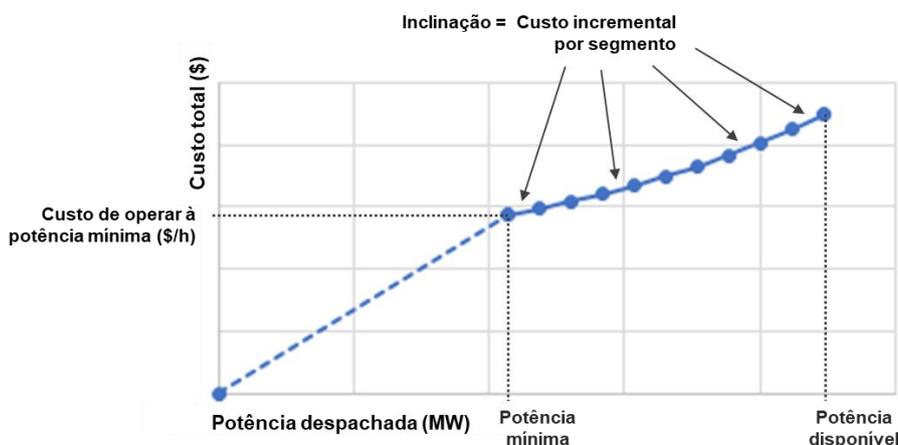
DETALHES DAS OFERTAS DE VENDA DE CADA TIPO DE AGENTE

Como já mencionado, os formatos das ofertas de venda submetidas pelos *players* variam de acordo com a tecnologia e tipo de agente.

As ofertas de venda termelétricas são divididas em duas partes: ofertas diárias e ofertas horárias. As primeiras contêm unicamente parâmetros associados a restrições operativas da usina, que são considerados fixos ao longo do dia, sendo eles o tempo (em horas) e o custo (em pesos mexicanos) de arranque para 3 estados da usina (frio, morno ou quente). Já as ofertas horárias contêm para cada hora: (i) capacidades mínima e máxima às quais a usina deve operar, caso seja acionada; (ii) custo de operação à potência mínima (em pesos); (iii) 11 pares preço-quantidade representando ofertas de blocos de potência incremental à potência mínima e os custos incrementais de geração em cada um destes blocos; e (iv) ofertas de quantidade e preço para a provisão de cada um dos tipos de reserva comercializados no mercado. Outros parâmetros das usinas, como rampa, mínimo *uptime* e mínimo *downtime*, não são

informados nas ofertas, mas são registrados junto ao operador e são levados em conta na determinação do despacho.

Figura 31: Estrutura das ofertas de termelétricas no mercado mexicano



No caso das ofertas de hidrelétricas, analogamente às térmicas, elas são divididas em *bids* diários e horários. Nas ofertas diárias, as hidros informam a qual grupo de unidades (ou a qual reservatório) pertencem e ofertam seus custos de oportunidade, em pesos por MWh, que serão considerados constantes ao longo do dia (o despacho hidrelétrico em qualquer hora do dia é valorado de acordo com este valor da água, implicitamente representando o custo de oportunidade de manter esta água armazenada para o dia seguinte). Nas ofertas horárias, os agentes determinam capacidades mínima e máxima de operação, além de ofertas de quantidade e preços para a prestação de serviços ancilares.

As usinas intermitentes despacháveis (como solares e eólicas) fazem apenas ofertas horárias, compostas por previsões de geração hora a hora, que podem ser divididas em até 3 blocos com ofertas de preços diferentes. Na prática, porém, as regras de mercado não permitem que essas usinas ofertem um preço de oferta maior do que o seu custo de O&M estimado pelo operador (que é um valor muito baixo para geradores renováveis) – de modo que quase todas as usinas deste tipo oferecem preços nulos, configurando-as como *price takers*.

Por fim, as centrais não-despacháveis (representadas, por exemplo, por usinas menos flexíveis, como as nucleares), oferecem unicamente quantidades horárias e são invariavelmente despachadas. Nota-se que as renováveis podem escolher entre ser representadas como usinas intermitentes despacháveis ou não-despacháveis – porém, uma renovável que declarar-se não-despachável está sujeita ao risco de produzir em momentos em que o preço de equilíbrio do sistema é negativo (o que, embora seja uma ocorrência rara, já ocorreu em alguns nós do sistema mexicano desde a implementação do mercado).

Vale ressaltar que as ofertas de termelétricas, hidrelétricas e de geração intermitente incluem também um campo no qual o agente pode classificar a oferta como “econômica”, “obrigada” ou “não-disponível”. A oferta econômica, a mais comum, é a categoria padrão. Nesta modalidade, a seleção ou não da usina para o despacho é resultado do problema de otimização do despacho resolvido pelo operador – resultante, portanto, essencialmente de fatores econômicos, como a sua posição na curva de ordem de mérito. As ofertas obrigadas, como o nome sugere, devem ser aceitas pelo operador, recebendo tratamento semelhante às usinas não-despacháveis (esta categoria é usualmente utilizada de forma temporária por centrais em fase de testes). Nas ofertas não-disponíveis a usina não é considerada no procedimento de despacho.

Existem também outros tipos de oferta que são feitas diariamente, mas que são exclusivas para

determinados tipos de agente, como as ofertas de importação, de exportação e ofertas do gerador de intermediação. Este último tipo, por exemplo, se refere a ofertas feitas por um braço da empresa estatal CFE criado exclusivamente para gerenciar contratos legados firmados entre geradores e consumidores, nas bases da lei anterior à reforma energética.

SERVIÇOS ANCILARES COMERCIALIZADOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

O mecanismo de formação de preço no México envolve um despacho econômico com restrições de confiabilidade, com cootimização de energia e serviços ancilares. Consequentemente, os preços dos produtos associados às reservas operativas são extraídos da mesma otimização que determina o despacho ótimo do sistema. Essa metodologia se aplica aos cinco tipos de reservas representados no modelo de despacho – outros, como serviços de potência reativa e de capacidade de *black start*, são tratados de maneira separada.

As usinas hidrelétricas e termelétricas podem prestar serviços ancilares por meio de ofertas simples de quantidades e custos variáveis (estes custos também devem ser validados pelo CENACE como sendo representativos dos custos efetivamente incorridos pelos agentes). As ofertas são feitas individualmente para cada um dos cinco tipos de reserva, que incluem: flexibilidade de curtíssimo prazo (regulação secundária de frequência), reserva de 10 minutos girante e não-girante (essa diferenciação indica se a usina está ou não sendo despachada ao ser acionada para aportar reserva) e reserva de 30 minutos (suplementar) girante e não-girante. Esses tipos de reserva podem ser utilizados para atender as necessidades do sistema com base nessa mesma hierarquia, onde uma reserva de maior qualidade (curto-prazo) também é considerada para atender a uma necessidade de menor qualidade (longo-prazo).

Em termos de preços, o fornecimento de reservas implica inerentemente em um custo de oportunidade para os agentes alocados, que estão abrindo mão de parte de sua disponibilidade de geração para isso. Assim, este custo de oportunidade está embutido no preço das reservas, de forma a criar incentivos à prestação deste serviço ancilar. Nesse sentido, o preço final de reserva é composto por (i) a oferta de preço de reserva do gerador marginal prestador do serviço, somado ao (ii) seu custo de oportunidade por não estar gerando (que pode ser interpretado como o preço da energia menos seu custo variável).

Existem limites definidos pela SENER para a oferta para o aporte de reserva. A oferta de preço máximo para a reserva de frequência secundária, por exemplo, é definida como 2% do custo variável de geração da central. Para os demais tipos de reservas, os tetos das ofertas são menores: 75% do valor mencionado acima para a reserva girante de 10 minutos, 70% para a reserva não-girante de 10 minutos, 65% para a reservas suplementar girante e 60% para a reserva suplementar não-girante.

MODELOS UTILIZADOS NO PROCEDIMENTO DE DESPACHO

Para o planejamento de médio-prazo do despacho, que faz parte do procedimento de cálculo dos custos de oportunidade de utilização das hidrelétricas, o CENACE adota atualmente o modelo SDDP, desenvolvido pela PSR – o relatório de programação de médio-prazo mais recente pode ser encontrado em [61]. Já para os procedimentos de curto-prazo, o CENACE utiliza modelos próprios para determinação do despacho e cálculo dos preços.

Para a programação de médio-prazo, o CENACE executa o SDDP ao menos duas vezes por ano, com horizonte de 3 anos [59]. Neste modelo, as usinas de geração são representadas de forma individualizada e também são consideradas restrições regionais de transmissão – a rede não é modelada de forma nodal detalhada, mas sim com uma agregação zonal com dezenas de regiões. Quanto à resolução temporal, consideram-se 8 patamares de carga (blocos). O modelo, executado considerando 100 cenários hidrológicos, alimenta as ferramentas de curto-prazo com os custos de oportunidade das

hidrelétricas que possuem regulação plurisemanal.

Como parte do procedimento de despacho, o CENACE executa diariamente o modelo AU-CHT. Este modelo, que, como comentado, possui como principal função determinar e informar aos modelos seguintes o acionamento de centrais fora da ordem de mérito, é executado diariamente pelo operador, como uma etapa anterior ao MDA. Diferentemente do planejamento de médio-prazo, a rede de transmissão é representada de forma nodal detalhada, com todas as restrições associadas, e a execução possui resolução horária e horizonte de 1 semana.

Posteriormente, são executados os modelos AU-MDA, para o Mercado do Dia Seguinte, e AU-GC, como parte do procedimento intermediário para acionamentos por confiabilidade. Estes modelos, que possuem resolução espacial nodal e resolução temporal horária, são executados apenas para o dia de operação (dia seguinte) – isto é, com horizonte de 24 horas.

Finalmente, para o despacho em tempo real, o CENACE executa uma cadeia de modelos, que diferem entre si quanto ao horizonte e resolução temporal. O primeiro deles é o AU-TR, cujas execuções ocorrem a cada hora (sempre na metade de cada uma das horas do dia), que possui resolução de 15 minutos e horizonte de 2 horas (8 intervalos de 15 minutos), e possui a função de determinar acionamentos e desligamentos de curto-prazo. Posteriormente, a cada 15 minutos, é executado o modelo DERS-MI, com resolução de 15 minutos e horizonte de 1 hora (4 intervalos de 15 minutos). Nesta etapa, se determinam as quantidades alocadas a cada uma das centrais para os 15 minutos seguintes, bem como os preços de energia e de serviços ancilares para este intervalo (para liquidação financeira, se consideram as quantidades e preços agregados dos 4 intervalos de 15 minutos que compõem cada hora). Esta ferramenta tem como insumo as decisões de acionamento tomadas anteriormente e, portanto, são possui variáveis inteiras (resolve um problema linear). Por fim, o CENACE executa o modelo DERS-I, com informação ainda mais detalhada, a cada 5 minutos (com resolução e horizonte também de 5 minutos), com objetivo de ajustar no curtíssimo prazo a geração de usinas que operam sob Controle Automático de Geração (AGC).

4.6. VIETNÃ

4.6.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 14: Resumo da caracterização base da formação de preços no Vietnã.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	D-1 indicativo, Liquidação ex post
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Parâmetro	
Detalhe temporal da última iteração	30 minutos	Desde setembro de 2020, antes era horário
Detalhe espacial da última iteração	Nó único	

Tabela 15: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no Vietnã.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Nenhuma	Restrito
Curva quantidade-preço	Bastante flexível	Frequente com validação	Restrito
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Frequente com validação	Restrito
Otimização de armazenamento	Explícita	Frequente com validação	Restrito
Produto reserva (flexibilidade)	Quantidade fixa	Nenhuma	Restrito

Apesar de ter uma formação de preço baseada em custos, no Vietnã os geradores acima de 30 MW realizam diariamente ofertas preço-quantidade no mercado. Essas ofertas podem apresentar até dez patamares de preço-quantidade, mas o parâmetro de preço é limitado: unidades termelétricas só podem ofertar um preço menor que o custo variável calculado pelo operador, enquanto hidrelétricas com reservatório devem ofertar preços menores que 1.2 vezes o custo da água estimado pelo NLDC. Outras usinas (como as renováveis) não realizam ofertas [62].

Além disso, algumas termelétricas e hidrelétricas com reservatório são consideradas “participantes indiretos” do mercado e, portanto, não realizam ofertas. Como será evidenciado na seção 4.6.3, elas constituem uma fração significativa da capacidade instalada do país. Centrais abaixo de 30 MW não participam do mercado, devendo vender energia diretamente às companhias de distribuição¹⁶ [22].

Do lado dos compradores, até 2019 só participava a EPTC, que revendia a energia comprada às cinco PCs (companhias de distribuição) do país. Nesse ano, o VWEM entrou em operação (como descrito na seção 3.7.4) e então as cinco PCs (todas subsidiárias da EVN) passaram a participar como compradoras, junto com alguns grandes consumidores.

O preço marginal (SMP) é o mesmo para o todo o país e é definido em base semi-horária (intervalos de 30 minutos). Essa é uma mudança recente: até agosto de 2020, o preço de energia era horário.

A reserva é representada como uma quantidade fixa no problema de despacho. Assim, há restrições que garantem capacidade ociosa suficiente para ajuste de frequência na operação. O montante de capacidade necessário é um *input* do problema, determinado para cada intervalo de 30 minutos de acordo a procedimentos específicos.

4.6.2.PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

O processo de formação do preço e despacho no Vietnã possui os seguintes passos [62], [63]:

¹⁶ Hidrelétricas abaixo de 30 MW e renováveis (não hidrelétricas) acima de 30 MW podem escolher entre participar ou não do mercado, desde que possuam infraestrutura adequada.

1. **Determinação de limites de preços:** anualmente, o NLDC estima o custo variável de cada planta térmica (a partir dos custos de combustível, eficiência da conversão de combustível e outros custos operacionais) e soma uma pequena margem¹⁷. Esse valor é um *limite máximo* para as ofertas térmicas e é ajustado mensalmente, conforme variações nos preços de combustíveis (e eventuais mudanças em outros custos operacionais variáveis). Também anualmente é determinado o *preço-teto* (um limite máximo para o SMP).
2. **Cálculo do valor da água:** semanalmente, o NLDC calcula o valor da água para cada hidrelétrica do sistema (o custo de oportunidade relacionado ao uso da água). Isso é feito através de um software que otimiza o despacho hidrotérmico (isto é, minimiza a soma “custos variáveis térmicos” mais “penalidades por violação de restrições”) em um horizonte de três anos¹⁸. A resolução temporal é de cinco blocos por semana e são considerados limites de fluxo nas linhas de transmissão [64].
3. **Previsão de demanda e outras variáveis:** diariamente, até às 10h, o NLDC elabora e publica as projeções oficiais para o dia seguinte: de demanda, de importação e exportação de eletricidade, e de geração das plantas não participantes diretamente no mercado.
4. **Ofertas preço-quantidade:** diariamente os geradores devem submeter, até às 11h30, ofertas para o dia seguinte. Essas ofertas incluem até 10 (dez) pares de preço (VND/kWh) e quantidade (MW) para cada intervalo de 30 minutos. Incluem também restrições técnicas das unidades geradoras: capacidade máxima e mínima¹⁹, restrições de rampa e quantidade de combustível. No caso de termelétricas, o preço ofertado deve estar entre 1 VND/kWh e o limite máximo calculado no item 1 (que varia por usina). Para hidrelétricas, o limite inferior é 0 VND/kWh e o superior é o máximo entre: (i) 120% do valor da água calculado para a respectiva central (item 2); e (ii) a média dos limites máximos das ofertas térmicas (item 1). As regras preveem alguns casos excepcionais em que o gerador pode alterar sua oferta após 11h30. Nestes casos, a oferta revisada deve ser submetida até 30 minutos antes da operação.
5. **Verificação das ofertas:** O NLDC verifica a validade das ofertas enviadas. Ofertas inválidas são substituídas por valores *default* para cada planta.
6. **Elaboração do Programa de Geração para o Dia Seguinte:** diariamente, o NLDC executa um modelo de otimização do despacho do dia seguinte e publica os resultados até às 16h. A otimização minimiza os custos de compra de eletricidade no mercado (mais penalidades por violação) e tem como inputs as curvas de preço-quantidade submetidas, e as restrições operativas das usinas e do sistema. Há restrições para que haja capacidade ociosa suficiente para ajuste de frequência – o montante de capacidade necessário é um *input* do problema, determinado para cada intervalo de 30 minutos de acordo a procedimentos específicos. Essa otimização é usada para a programação do despacho do dia seguinte, mas não para formar preços. Como veremos, o SMP é calculado somente após a operação, mas valores indicativos são publicados já no D-1 (até às 16h), a partir dos resultados da otimização.

¹⁷ A margem é 0% para térmicas de base, 20% para as de ponta e 5% para as demais [63].

¹⁸ Apenas o primeiro ano do horizonte é representado em detalhe.

¹⁹ A capacidade mínima, em condições normais, deve corresponder ao primeiro patamar da oferta preço-quantidade; e a capacidade máxima, à quantidade total dos dez patamares.

7. **Elaboração do Programa de Geração para cada ciclo:** no dia da operação (dia D), um programa de geração é elaborado para cada ciclo de 30 minutos, atualizando as informações disponíveis do sistema. Esse programa é divulgado até 10 minutos antes de cada ciclo e guia a operação em tempo real. Por exemplo, o programa para o ciclo 12h30-13h deve ser preparado até 12h20.
8. **Determinação do SMP e CSMP:** o SMP é calculado após o dia D. Para isso, utiliza-se novamente o modelo de despacho, fixando a demanda e a geração das plantas participantes indiretamente do mercado conforme medições reais. Detecta-se, no resultado dessa execução, a unidade marginal em cada intervalo de 30 minutos. O custo ofertado por esta unidade (conforme item 4) é o SMP naquele intervalo – desde que este custo seja menor que o preço-teto (conforme item 1); caso seja maior, o SMP é o preço-teto.

O CSMP é calculado multiplicando o SMP pela razão entre a energia gerada e a energia entregue aos consumidores (que diferem devido a perdas da rede elétrica):

$$CSMP(VND/kWh) = SMP(VND/kWh) \times \frac{\text{Output dos geradores (kWh)}}{\text{Energia entregue aos compradores (kWh)}}$$

Os geradores vendem a energia ao SMP, enquanto os compradores compram ao CSMP, garantindo assim o equilíbrio entre recebimentos e pagamentos no mercado.

O SMP é divulgado até 9h do D+2. O CSMP é divulgado preliminarmente às 16h do D+2 e o valor final às 16h do D+5.

Segundo os regulamentos, os programas de geração para o dia seguinte e para cada ciclo são determinados considerando “restrições técnicas do sistema elétrico”, enquanto o SMP é determinado *ex-post* sem considerá-las. As regras não deixam claro, entretanto, quais são essas restrições.

4.6.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

PARTICIPANTES INDIRETOS NO MERCADO

No Vietnã, os geradores elétricos se dividem em duas classes: participantes diretos e participantes indiretos. Os participantes diretos vendem sua energia através do mercado *spot*, no qual realizam ofertas diárias, podendo estar total ou parcialmente cobertos por contratos por diferenças. Os participantes indiretos não realizam ofertas no mercado e não participam de suas liquidações. Sua remuneração é regida pelos contratos assinados com a EVN ou suas subsidiárias.

Os principais participantes indiretos no mercado são:

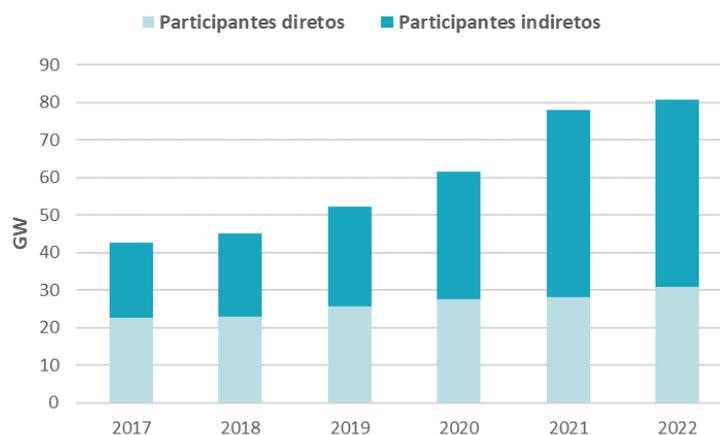
- SMHPs (*strategic multi-purpose hydropower plants*): grandes centrais hidrelétricas de posse da EVN, consideradas estratégicas para propósitos socioeconômicos (por exemplo, irrigação e abastecimento de água), de defesa nacional e de segurança.
- Usinas com contratos BOT (*build-operate-transfer*): em geral, pertencem a investidores estrangeiros que assinaram contratos de longo prazo com o governo.
- Recursos importados: a remuneração e operação dessas plantas é regulamentada por contratos assinados com a China e Laos.
- Plantas renováveis que não usam recursos hidrelétricos²⁰: sua remuneração é regida pelo regime de *feed-in-tariffs*.

²⁰ Exceto aquelas com capacidade superior a 30 MW que optem por participar no mercado.

- Autogeração: geradores localizados em parques industriais que vendem somente uma parte da sua eletricidade para a rede.

Ao fim de 2022, participantes indiretos detinham 49.7 GW de capacidade instalada, cerca de 62% da capacidade total do sistema (Figura 32). Desse total, cerca de 8.4 GW são SMHPs, 7.9 GW são contratos BOT e 0.6 GW são recursos importados. Portanto, uma fração significativa da geração não está exposta ao sinal de preço semi-horário dado pelo SMP.

Figura 32: Participantes diretos e indiretos no mercado [31]



Para elaboração do Programa de Geração para o Dia Seguinte, a geração dos participantes indiretos é fixada pelo operador, seguindo regras contratuais ou metodologias próprias de projeção. Já para a determinação do SMP, feita após a operação, a geração delas é fixada no modelo de despacho conforme os valores medidos. Assim, a unidade marginal, cujo custo dá o SMP, é sempre um participante direto.

PREÇO INDICATIVO NO MERCADO DO DIA SEGUINTE

O NLDC executa diariamente um modelo de despacho com restrições técnicas do sistema para gerar o Programa de Geração para o Dia Seguinte. Em paralelo, executa também o mesmo modelo sem restrições, de modo a obter uma previsão do SMP para o dia seguinte. O valor obtido com essa rodada é meramente indicativo: o SMP de fato (que afetará os pagamentos aos agentes) é calculado somente após a operação, a partir de uma execução do modelo sem restrições, em que a demanda e a geração de participantes indiretos são fixadas conforme medição.

Historicamente, o SMP estimado *ex-ante* (indicativo) apresenta diferenças significativas em relação ao SMP *ex-post* (efetivo). Isso se deve a erros não negligenciáveis na projeção de demanda e alterações no perfil de geração das SMHPs [65] – as regras operativas dão bastante liberdade para o NLDC alterar a geração dessas usinas em relação ao Programa de Geração para o Dia Seguinte. Outro fator apontado mais recentemente é a dificuldade de previsão de geração renovável [31].

4.7. BRASIL

4.7.1. CARACTERIZAÇÃO BASE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

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

Tabela 16: Resumo da caracterização base da formação de preços no Brasil.

Quesito	Classificação	OBS's
Tipo de iterações de mercado	Simple	Liquidação <i>ex-post</i> e preço D-1
Há diferença entre o modelo físico e o financeiro?	Parâmetro	
Detalhe temporal da última iteração	Horário	Desde 2020, antes era por blocos
Detalhe espacial da última iteração	Zonal	4 zonas

Tabela 17: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços no Brasil.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícita	Frequente flexível	Restrito
Curva quantidade-preço	Intermediária ²¹	Nenhuma ²²	Restrito
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita	Esporádica	Restrito
Otimização de armazenamento	Explícita	Nenhuma	Restrito
Produto reserva (flexibilidade)	Quantidade fixa	Nenhuma	Restrito

O sistema brasileiro é despachado centralizadamente pelo ONS, utilizando um conjunto de modelos computacionais (algoritmos de otimização estocástica) que programam o uso dos recursos de forma a minimizar o valor esperado dos custos operacionais totais do sistema.

Ao longo das últimas duas décadas, o modelo de formação de preços do Brasil recebeu diversos

²¹ A maioria das térmicas possuem somente um patamar de CVU, embora mais patamares sejam permitidos mediante comprovação.

²² Seria até possível argumentar que as térmicas têm uma declaração "frequente flexível", já que podem declarar quantidades (sua disponibilidade) diariamente, mas não o CVU.

aprimoramentos, em especial, relativos ao aumento da resolução e frequência de execução dos modelos computacionais. O último grande passo realizado foi a introdução do modelo DESSEM que é utilizado diariamente tanto para programação da operação e formação de preços. O preço da energia é determinado como o custo marginal operacional, que equivale ao custo que o sistema incorreria para fornecer uma unidade extra de energia, e é limitado a um preço teto e a um preço piso regulados.

Apesar do uso do mesmo modelo, os preços de energia calculados pela CCEE desconsideram a maioria das restrições da rede e considera apenas os principais gargalos do sistema (restrições estruturais de transmissão existentes). Enquanto a ONS utiliza uma representação detalhada da rede elétrica (aproximadamente 9 mil barras e 12 mil linhas) para a programação diária, a representação adotada pela CCEE divide o país em quatro zonas de preços (também conhecidas como submercados ou subsistemas): Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

As usinas hidrelétricas são despachadas com base nos seus custos de oportunidade esperados (“valor da água”), que são calculados pelos algoritmos de otimização, enquanto as usinas térmicas são despachadas com base nos seus custos operacionais variáveis (combustível + O&M variável) que são declarados ao ONS. Os recursos não despacháveis (pequenas centrais hidroelétricas, eólicas e solares) e a geração inflexível têm prioridade na ordem de mérito e serão reduzidos apenas se a rede for limitada.

Assim, o cronograma de produção de cada usina é determinado pelo ONS com base nas informações de que dispõe sobre a configuração do sistema: níveis dos reservatórios, afluências (históricas e esperadas), cronogramas de disponibilidade e comissionamento dos ativos, custo variável de operação das usinas termelétricas, e demanda projetada. Cabe mencionar que até 2020 o sistema era despachado apenas semanalmente: toda sexta-feira o ONS determinava o cronograma de despacho da semana seguinte. Em 2021, porém, isso foi alterado e, atualmente, o despacho é determinado diariamente: ao final de cada dia, é determinado o despacho do dia seguinte (24 horas).

De maneira geral, o mecanismo de declarações é bastante restrito, pois apenas os agentes termelétricos podem declarar seus montantes de geração inflexível e disponibilidade de geração (diariamente), restrições de *unit commitment* (anualmente), enquanto para os custos variáveis e as informações dos demais agentes passam por aprovação da agência reguladora (ANEEL), mesmo os modelos previsão utilizados para variáveis como demanda, oferta renovável e vazões das hidrelétricas.

Por fim, o único serviço adicional ao atendimento aos requisitos de demanda de energia, incorporado na formação de preços, é a manutenção da reserva operativa. Essa reserva é alocada a partir de um montante fixo definido diariamente pelo operador (ONS) a um conjunto de usinas hidrelétricas. Embora o provimento a este serviço seja representado explicitamente nos modelos computacionais, não existe um produto comercializável a esse serviço, sendo os custos associados alocados a conta de encargos de serviço do sistema, que será detalhada mais adiante, porém, como atualmente é provido exclusivamente por hidrelétricas, esses geradores recebem apenas os ressarcimentos de custos envolvidos (instrumentação, telemetria e O&M).

Vale mencionar ainda que, uma vez calculado o custo marginal, um teto e um piso regulatórios são aplicados a ele. Os preços resultantes tornam-se o que é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O piso, atualizado anualmente, é definido como o maior entre o custo operacional de Itaipu (TEO Itaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que é uma estimativa dos custos operacionais das demais usinas hidrelétricas. O limite, também atualizado anualmente, pode assumir dois valores diferentes dependendo do preço médio resultante. O primeiro (PLDmax por hora) limita o quanto alto os preços por hora podem atingir em um determinado dia, enquanto o segundo (PLDmax estrutural) estabelece um limite para a média diária do preço - se a média exceder o limite (PLDmax

estrutural), então toda a série de preços do dia é reajustada (reduzida) até que esse limite seja atingido.

SERVIÇOS ANCILARES

No SIN, atualmente há 5 serviços ancilares tipificados para contribuir para a garantia da operacionalidade do sistema:

1. Controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras;
2. Suporte de reativos
3. Despacho complementar para a manutenção da reserva de potência operativa;
4. Autorrestabelecimento parcial e integral; e
5. Sistema Especial de Proteção (SEP).

Os serviços 1 e 3 estão associados a reserva operativa mencionada anteriormente, que, embora seja representada explicitamente no modelo DESSEM, é redefinida diariamente no processo pós-DESSEM. Enquanto o serviço 1 é prestado exclusivamente por hidrelétricas e remunerado por estimativas de custos envolvidos, o serviço 3 é exclusivo de termelétricas, que participam de um processo competitivo simplificado, em que semanalmente podem declarar um CVU associado a esse serviço, limitado ao 130% do CVU calculado para a revisão semanal da programação mensal da operação, sendo sua eventual necessidade calculada diariamente no pós-DESSEM.

O serviço 2 atualmente é prestado por hidrelétrica ou equipamentos exclusivos para compensação de reativos, como bancos de capacitores, em ambos os casos o serviço também é remunerado de acordo com os custos, podendo em alguns casos serem ativos já previstos em editais de licitação (em geral da transmissão), passando, portanto por um processo competitivo, sendo remunerado pelo mecanismo de Receita Anual Permitida (RAP).

Os serviços de autorrestabelecimento também são prestados por usinas hidrelétricas, preferencialmente, as mesmas usinas envolvidas com o controle automático de geração, sendo submetidas a testes anuais, que aprovam seu pleno funcionamento, sendo sua receita calculada por estimativa de custos. Por fim, os Sistemas Especiais de Proteção, são esquemas automáticos projetados para detectar determinadas condições do sistema e atuarem para garantir a confiabilidade, conforme critérios e análise individual pelas equipes de estudos elétricos do ONS, como o SEP pode envolver a instalação de novos equipamentos, como medidores, chaves, disjuntores, controladores, etc, os eventuais custos envolvidos são ressarcidos via conta de serviços ancilares.

4.7.2. PASSO A PASSO DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

A formação de preço de liquidação de diferenças (PLD) pode ser dividida entre as seguintes etapas principais:

Programa Mensal de Operação (PMO): Mensalmente, o ONS realiza um rol de atualizações para definir a política operativa para o próximo mês. O estudo para atualização da política operativa enseja uma simulação com o modelo NEWAVE desde o mês seguinte até dezembro de 5 anos à frente. Dentre essas atualizações destaca-se o cronograma de expansão da oferta de geração, custos variáveis de usinas termelétricas, limites de intercâmbio entre os subsistemas e cronograma de manutenções de unidades geradoras. Os dados são consolidados numa reunião de dois dias que se inicia na quinta-feira anterior a última sexta-feira de cada mês. Ao final são consolidados os dados da execução dos modelos NEWAVE e RVO (revisão 0) do DECOMP, este último com resolução semanal por blocos de energia não cronológicos. No encadeamento dos modelos energéticos, o NEWAVE fornece a política operativa por reservatórios equivalentes de energia até o final do segundo mês para o DECOMP, que por sua vez

disponibiliza uma política operativa individualizada por usinas hidrelétricas para o modelo DESSEM que definirá diariamente o PLD com resolução horária.

Revisões Semanais do PMO: Semanalmente, às sextas-feiras, são publicadas as revisões da política operativa individualizada, a partir de uma nova execução do modelo DECOMP. Nesta etapa são atualizadas as principais condições iniciais (armazenamentos dos reservatórios) e as informações relevantes para o horizonte definido até o mês seguinte ao da próxima corrente: disponibilidade das usinas hidrelétricas e termelétricas, inflexibilidade prevista para as termelétricas, previsões de demanda e vazões afluentes.

Programação Diária da Operação e definição do PLD horário para o dia seguinte: a partir da última política operativa publicada, é realizada diariamente a elaboração e execução da base de dados do modelo DESSEM, sendo esta é a única etapa que considera a rede elétrica detalhada (nodal) e apenas para a programação da operação, sendo que a formação de preços adota representação zonal. Novamente, são realizadas diariamente atualizações de condições iniciais, previsões de carga, oferta renovável, e vazões, além de restrições operativas e disponibilidade dos geradores, manutenções de equipamentos e inflexibilidade termelétrica (limitada ao montante declarado na última revisão semanal). Esta etapa também é a única que considera o atendimento ao requisito de reserva operativa. O preço de liquidação de diferenças (PLD) é definido nesta etapa para cada hora do dia e será utilizado em todas as liquidações posteriores.

Pós-DESSEM: A publicação do DESSEM para a programação da operação tem prazo limite às 16h, e após os dados do DESSEM serem disponibilizados inicia-se um processo em que os agentes enviam comentários sobre a programação definida pelo DESSEM, e a equipe do ONS avalia a forma de compatibilizar o despacho hidrelétrico com as restrições existentes nas usinas hidrelétricas e outros desvios de representação do modelo DESSEM que necessitam de alterações no despacho das usinas hidrelétricas. Ao final do dia obtém-se um programa diário de produção, validado nas simulações da rede elétrica, sendo permitido também ajustes no despacho termelétrico, conforme as redeclarações dos agentes, sujeito a pagamentos de encargos por parte dos geradores. Adicionalmente, de acordo com as condições de confiabilidade do sistema, o ONS pode chamar diferentes tipos de despacho, seja por segurança elétrica ou energética, mediante autorização prévia dada pelo CMSE.

Operação em tempo real: Uma vez definida a programação para determinado dia, os operadores de tempo real têm como objetivo despachar as usinas da forma mais próxima ao programa, sendo sua atuação principal a ação diante de eventos não programados, como desvios de previsão de demanda ou oferta renovável, e saída forçada de equipamentos (ex.: geradores e linhas de transmissão). Eventuais despachos termelétricos para garantia do atendimento podem ser chamados, observando, na medida do possível, a economicidade, sendo os custos operativos associados ressarcidos pela conta de encargos de serviços do sistema (ESS).

Medição e liquidações: A contabilização é realizada pela CCEE de forma mensal, sendo este processo iniciado no 11º dia útil do mês subsequente ao mês de referência e tem previsão de encerramento 10 dias úteis após o seu início. Nesta etapa são calculadas, além das liquidações no mercado de curto prazo, as contas setoriais referentes a serviços de sistema, segurança energética e elétrica, o acionamento do mecanismo de realocação de energia (MRE), dentre outros.

4.7.3. ALGUNS DESTAQUES PARTICULARES DO DESENHO

CONSTRUÇÃO DA POLÍTICA OPERATIVA

Atualmente a construção da política operativa dos reservatórios das usinas hidrelétricas depende de uma cadeia de modelos computacionais, destacando-se o modelo de médio prazo – NEWAVE – responsável por estimar a função de custo futuro considerando um horizonte de 5 anos.

A cadeia de modelos computacionais envolve a execução encadeada dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, cada um com sua forma específica de representação das usinas, reservatórios e rede elétrica, com horizonte e resolução temporal também distintos.

O primeiro modelo é o NEWAVE executado para horizonte plurianual, em etapas mensais representando patamares (blocos de energia/demanda) agregados e não-cronológicos, representando reservatórios equivalentes de energia, usinas termelétricas apenas por limites de geração mínimo e máximo e seu custo linear, podendo evoluir temporalmente. A rede elétrica é representada por uma modelagem de transporte considerando apenas as grandes interligações entre subsistemas. Este modelo por si constrói uma política operativa para o horizonte desejado, utilizando o algoritmo da programação dinâmica dual estocástica (PDDE), representando a incerteza das vazões afluentes às usinas hidrelétricas, agregadas em reservatórios equivalentes.

O segundo modelo é o DECOMP, que considera um horizonte de até um ano dividido em etapas semanais e/ou mensais, representadas por patamares não cronológicos. Este modelo é o primeiro da cadeia a representar usinas hidrelétricas e reservatórios individualmente, com suas restrições hídricas, mas preserva a mesma representação termelétrica do modelo NEWAVE. O modelo preserva a mesma representação por modelo de transporte, mas adiciona algumas complexidades que associam gerações individuais que influenciam nos limites operacionais dessas interligações. O DECOMP emprega programação dinâmica dual, considerando as primeiras etapas em cenário único (determinístico) e última etapa (mensal), com múltiplos cenários de vazões afluentes, ao final desta última etapa, o valor da água de cada reservatório é obtido a partir do conjunto de cortes de *Benders* por reservatório equivalente construído pelo modelo NEWAVE, para o final do mês em questão,

O último modelo da cadeia é o DESSEM, que contempla um horizonte de até 1 semana, dividido em etapas cronológicas semi-horárias para o primeiro dia e patamares cronológicos para os demais dias. Ele preserva a mesma representação hidrelétrica do modelo anterior, adicionando restrições que envolvem variações entre etapas sucessivas (rampas), entretanto a representação termelétrica é bem mais complexa, permitindo representar unidades geradoras individuais, com suas restrições de *unit commitment* (trajetórias de acionamento e desligamento, rampas de tomada e alívio de carga e tempos mínimos ligado e desligado). A representação da rede pode ser totalmente detalhada (por barra e linha de transmissão) adotando modelo de fluxo DC, entretanto para formação de preços é mantida a mesma representação do DECOMP. Por fim, o modelo utiliza uma representação de problema único (linear/PL ou inteiro-misto/MIP) para todo o horizonte e, ao final, contempla o conjunto de cortes de *Benders* obtido pela rodada do modelo DECOMP para o final da semana em questão.

Esta simulação emprega um conjunto de dados e premissas que seguem ritos ordinários de atualização de dados aprovados e fiscalizados pela ANEEL, sendo que um rol de parâmetros de maior impacto para a formação de preços são objeto de análise específica pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), conforme Resolução CNPE 22/2021, com destaque para os parâmetros de aversão a risco, que atualmente adotam uma combinação convexa entre o CVaR (*Conditioned Value at Risk*) e valor esperado do custo operativo durante

o processo de construção da função de custo futuro.

REGIME DE COTAS DE GARANTIA FÍSICA E REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Em 2012, decorrente da proximidade do término de concessões das usinas hidrelétricas, o governo brasileiro, a partir de uma medida provisória posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, estabeleceu para as usinas que renovassem ou para novas concessões (em distintas proporções), um novo regime, no qual os certificados de garantia física (em parte ou total) são alocados aos consumidores regulados.

Adicionalmente, diante de uma crise persistente das usinas hidrelétricas, decorrente de um período de escassez hídrica prolongado, o governo brasileiro estabeleceu um instrumento de repactuação do risco hidrológico para as usinas participantes do MRE através da Lei 13.203/2015. Nesta repactuação, os agentes pagam por um prêmio associado ao nível de risco escolhido em cada produto, no qual o conjunto de consumidores atuam como seguradoras, recebendo os valores de prêmio e arcando com os custos do MRE conforme os limites de risco assegurados são atingidos.

De maneira geral, os dois mecanismos, embora não tenham sido mais empregados para novos interessados, fornecem um relevante conjunto de compromissos legados de assunção de riscos de mercado para os consumidores regulados.

5. Relação com mercados de longo prazo

O foco do presente capítulo é descrever mecanismos presentes em cada país que ajudam a fazer a “ponte” entre os sinais de preço de curto prazo associados ao mercado *spot* e as decisões e compromissos de longo prazo assumidos pelos agentes, destacando as consequências históricas em termos de expansão do sistema.

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 “longo prazo” do setor elétrico – 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 5.1.2. 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). Consequentemente, 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.

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 sócio-econômica 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. CHILE

5.2.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

Entre os produtos de longo prazo existentes no mercado chileno, destacam-se: (i) os pagamentos por capacidade, baseados em preços regulados para remunerar a disponibilidade de oferta no sistema, que são ajustados dependendo do balanço de oferta e demanda de potência de suficiência no sistema; e (ii) os certificados de energia limpa, que consistem em uma obrigação dos geradores no mercado, e que podem ser comercializáveis entre agentes para atendimento dos requisitos mínimos. Esses produtos são explorados em mais detalhes a seguir.

POTÊNCIA DE SUFICIÊNCIA

Além da energia comercializada no mercado spot e nos contratos, existe no mercado chileno um mecanismo de pagamento por capacidade, que auxilia um gerador a recuperar seus custos fixos. Como o preço spot de energia é definido pela usina marginal de maior custo variável, os geradores com menor custo conseguem recuperar tanto seu custo variável como parte de seu custo fixo no spot. Por outro lado, unidades com maior custo não conseguem recuperar seus custos fixos – por essa razão, a Lei Geral de Serviços Elétricos (LGSE) estabeleceu um mecanismo de pagamento por capacidade no Chile.

O atual mecanismo de capacidade, implementado em 2016, busca remunerar uma quantidade de capacidade firme (conhecida como “capacidade de suficiência”) necessária para atender a demanda de ponta anual do sistema. O conceito de capacidade de suficiência corresponde à capacidade confiável que uma usina pode prover no ano considerando incertezas associadas à disponibilidade do principal combustível/insumo, consumo interno e indisponibilidades/manutenções do ativo. Já a demanda de ponta é definida como a média das 52 horas de maior demanda horária no ano.

O balanço dos pagamentos por capacidade ocorre de forma *ex post* à operação. Ao final de cada ano, se realiza a alocação inicial de capacidade de suficiência às usinas a partir dos dados realizados de demanda

e da operação do sistema. Essa capacidade é calculada para cada tecnologia da seguinte forma [66]:

- Para usinas térmicas (incluindo convencionais, geotérmicas, CSP, biomassa e biogás) se calcula a menor disponibilidade média anual dos 5 anos anteriores ao ano de cálculo, menos as taxas de consumo próprio, manutenção e indisponibilidade forçada.
- Para usinas renováveis não convencionais (solar e eólica), se calcula o menor valor entre (i) menor fator de capacidade anual dos 5 anos anteriores ao ano de cálculo; e (ii) média do fator de capacidade nas 52 horas de maior demanda (“demanda de ponta”) no ano de cálculo. Além disso, também se descontam eventuais taxas de consumo próprio e indisponibilidades/manutenções.
- Para usinas hidrelétricas (convencionais e PCHs), se calcula a capacidade de geração equivalente considerando vazões de uma hidrologia seca. A condição de hidrologia seca é definida como a média dos dois anos hidrológicos históricos com menor energia afluyente para todo o sistema.

Como espera-se que a capacidade firme total do sistema exceda a demanda de ponta, de tal forma que haja oferta suficiente no sistema para atender a demanda nos momentos de maior consumo, existe um mecanismo adicional para determinar a capacidade de suficiência final de cada usina (a que será efetivamente remunerada). Esse mecanismo consiste em reduzir todas as capacidades de suficiência calculadas por um fator único de tal forma que a soma de todas as capacidades seja igual a demanda de ponta do sistema no ano de cálculo.

O preço que remunera a capacidade de suficiência de cada usina é definido por regulação e baseado no custo de investimento de uma tecnologia de ponta de referência, determinada atualmente como uma turbina a diesel. Esse valor é calculado semestralmente pela CNE levando em consideração o custo de investimento da usina, mais os custos de conexão do projeto (subestação e linha de transmissão), os respectivos fatores de recuperação de capital sobre a vida útil do tipo de ativo, os custos financeiros e os custos fixos de operação e manutenção da usina [67]. Esse preço de capacidade regulatório também inclui um ajuste final dependendo da margem de capacidade do sistema. A margem de capacidade é calculada como a soma das potências de suficiência das usinas (antes do ajuste) dividido pela demanda de ponta do ano. O preço de capacidade é então ajustado por um fator denominado margem de reserva teórica (ou MRT), calculada em função da margem de capacidade da seguinte forma [68]:

- Se a margem de capacidade do sistema for maior que 1.25, a MRT é igual a 10%
- Se a margem de capacidade do sistema for menor ou igual que 1.25, a MRT é calculada de acordo com a fórmula a seguir:

$$MRT = 15\% - \left(\frac{\text{Margem de capacidade} - 1}{0.05} \right) \%$$

Ou seja, quanto menor a margem de capacidade do sistema, maior é o ajuste (para cima) no preço de capacidade. Adicionalmente, quando a sobreoferta de capacidade de suficiência é maior ou igual a 25% (ou seja, margem de capacidade do sistema maior ou igual a 1.25), o preço de capacidade é ajustado para cima em 10% (ou seja, sempre há um incremento de pelo menos 10% no preço de capacidade, independentemente do nível de sobreoferta do sistema).

Como a potência de suficiência a ser remunerada é definida após a operação, com base na disponibilidade da usina nas horas de ponta, não havendo compromisso anterior, não há também qualquer penalidade em relação a entrega do produto. Sendo assim, uma usina 100% indisponível no ano recebe zero de potência de suficiência assignada e, conseqüentemente, não recebe o pagamento por lastro (não havendo penalidade adicional).

CERTIFICADOS DE ENERGIA LIMPA

No Chile existe um mercado específico de certificados de energia limpa, criado com o intuito de fomentar o desenvolvimento de tecnologias renováveis no país. Neste mercado, certificados de energia limpa (certificados ERNC) são comercializados entre geradores através de negociações bilaterais, de forma que uma parcela mínima da geração do sistema seja certificada por fontes renováveis.

Cada gerador no sistema tem uma meta anual de certificados com relação ao total de energia comercializada por este agente. Estas metas foram definidas em dois regimes progressivos: um primeiro estabelecido na época da Lei Geral de Serviços Elétricos (LGSE) de 2007, que foi posteriormente substituído por um mais rigoroso a partir de 2013, válido para as contratações atuais no mercado (os contratos anteriores a 2013 estão sujeitos ao regime anterior, e aqueles anteriores a 2007 não tem obrigações). O primeiro regime estabelece uma meta de geração renovável de 5% em 2013, com aumentos graduais ano a ano, até atingir 10% em 2024. O segundo regime manteve a meta de 5% em 2013, porém com maiores aumentos graduais ano a ano até atingir 20% de geração renovável em 2025 [67].

O mercado de certificados ERNC no Chile funciona da seguinte forma: um gerador que não cumpre com sua meta anual de geração renovável deve adquirir certificados de terceiros. O preço desse certificado no mercado depende da disponibilidade de excedentes de energia renovável de outros geradores, e, portanto, do equilíbrio entre oferta e demanda de renováveis em relação à meta do país. Para os geradores que não cumprem a meta (seja por geração própria ou através da aquisição de certificados de terceiros), há uma penalidade, definida atualmente em 26 USD/MWh [69], [70]. Além disso, como as transações neste mercado são bilaterais, não existe um processo de liquidação deste produto. O operador do sistema (Coordenador Elétrico Nacional) é o agente responsável pelo cálculo do balanço anual de certificados ERNC, registro dos contratos de troca de certificados e publicação do seu preço médio anual.

Atualmente, o sistema chileno possui um excesso de oferta renovável no mercado em relação a meta estabelecida no segundo regime (em 2022, cerca de 30% da geração anual de energia foi suprida por fontes renováveis não convencionais, enquanto a meta era de 15%). Devido a essa sobreoferta, os preços médios dos certificados comercializados no mercado estão bastante baixos (constantemente abaixo de 1 USD/MWh desde 2020), apesar da penalização relativamente elevada pelo incumprimento da meta [71]. No entanto, ressalta-se que esses valores refletem os preços médios das transações bilaterais, que incluem contratos negociados em anos anteriores – o preço atual de um novo certificado tende a zero.

5.2.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

A Lei Geral de Serviços Elétricos (LGSE) estabeleceu dois ambientes distintos para a contratação de energia no mercado elétrico chileno: o mercado regulado e o mercado livre. O mercado regulado é aquele destinado a consumidores de energia com demanda (potência contratada) menor ou igual a 0.5 MW. Nesse ambiente, os consumidores estão sujeitos à regulação de preços das distribuidoras, que realizam compras de energia para atender seus consumidores através de leilões de longo-prazo com geradores. Já o mercado livre é destinado a consumidores com demanda maior que 5 MW. Nesse ambiente, as contratações de energia são negociadas bilateralmente entre o consumidor e o gerador. Os consumidores com demanda entre 0.5 MW e 5 MW podem escolher entre o mercado livre e o regulado. A seguir se descrevem as particularidades desses dois mercados.

CONTRATOS BILATERAIS

Como comentado, no mercado livre a contratação de energia ocorre de forma bilateral entre geradores e consumidores. Isso significa que os termos e condições contratuais, como preço, prazo e quantidade, são acordados entre as partes. Neste mercado atuam consumidores grandes, médios e pequenos. Os consumidores grandes (com demanda maior que 50 MW) representam em geral as maiores empresas de mineração; os consumidores médios (com demanda entre 5 MW e 50 MW) são de diversos segmentos como o industrial, metalúrgico, de serviços, mineradoras menores, entre outros; os consumidores pequenos (com demanda entre 0,5 MW e 5 MW) que optaram pelo mercado livre, são de diversos setores, como agrícola, serviços, alimentício, etc, e costumam estar conectados nas redes de distribuição [72].

Dado que consumidores não podem acessar o mercado spot (somente geradores), todo consumo de energia no mercado livre também deve ser respaldado por um contrato. Isso significa que todos os consumidores livres devem ter contratos para respaldar suas retiradas de energia da rede. Além disso, como as condições contratuais são acordadas livremente entre as partes, não há um padrão específico de termos, como no mercado regulado, mas há algumas práticas comuns dependendo do tamanho do consumidor. Por exemplo, grandes consumidores em geral buscam negociar contratos mais longos entre 10 e 20 anos, enquanto consumidores médios usualmente buscam contratos com prazo entre 5 e 10 anos, e consumidores pequenos, contratos de até 5 anos. Com relação a indexação dos preços, geralmente os contratos no mercado livre são denominados em dólar com indexação à inflação americana. Quanto ao perfil de entrega da energia contratada, este costuma seguir perfil da demanda (com eventuais diferenças liquidadas no mercado spot pelo gerador).

O mercado livre no Chile tem uma participação significativa, atualmente superior a 60% da demanda total do país [73]. Isso está relacionado principalmente às atividades industriais (em particular, a mineração), e à abertura e desenvolvimento do setor elétrico chileno, no qual consumidores qualificados (demanda maior que 0.5 MW) podem buscar condições mais vantajosas para contratar energia (historicamente, os preços no mercado regulado têm sido superiores aos do mercado livre).

LEILÕES DE LONGO PRAZO

No mercado regulado, por outro lado, as distribuidoras devem contratar com antecedência 100% da sua demanda regulada projetada para os próximos 3 anos. Essa contratação ocorre através de leilões de longo-prazo, organizados geralmente com 5 anos de antecedência. A CNE, entidade de regulação e planejamento do setor elétrico chileno, é quem organiza e conduz os leilões regulados. A partir das projeções de demanda individuais das empresas de distribuição, a CNE prepara um relatório com o balanço de oferta e demanda previsto para os anos seguintes para definir a data dos próximos leilões, além do volume a ser contratado, prazo contratual e demais condições. Em geral, os contratos oferecidos nos leilões têm prazo entre 15 e 20 anos (os últimos leilões ofereceram contratos de 15 anos).

Os contratos provenientes dos leilões regulados são assinados entre a empresa geradora e as distribuidoras participantes do leilão. Além disso, eles são desenhados em um esquema de “pague o consumido”, protegendo as distribuidoras de eventuais riscos de preço-quantidade, dado que o gerador deve entregar a energia de acordo com o perfil de consumo da distribuidora, liquidando eventuais diferenças horárias no mercado spot. O gerador ainda deve entregar energia no nó de consumo da distribuidora, assumindo o risco de diferença de preço nodal.

Em 2015, com a promulgação da Lei 20.805, houve uma modificação no mecanismo de leilões regulados com o objetivo de reduzir as tarifas elétricas resultantes e promover uma maior competição nos leilões.

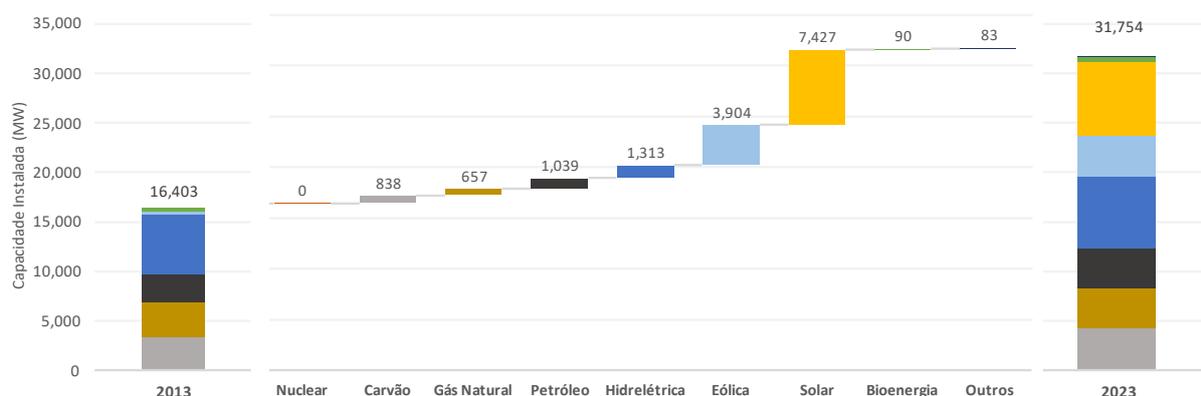
Uma das principais mudanças foi a introdução de blocos horários para o fornecimento de energia, o que permitiu uma maior participação de fontes renováveis não convencionais nesses leilões. Desde o leilão realizado em 2022, os agentes podem submeter ofertas para três blocos horários: bloco 1A (período entre 00h–08h e entre 23h–00h), bloco 2B (período entre 08h–18h) e bloco 3C (período entre 18h–23h).

Uma outra mudança incluída nos leilões foi a restrição imposta a determinadas fontes de geração. Historicamente, os leilões regulados foram destinados a todas as tecnologias, que competiam entre si pelos contratos de longo-prazo, e as ofertas mais econômicas eram selecionadas com base no seu preço nivelado. No entanto, com o plano de descarbonização do setor elétrico em andamento pelo Ministério de Energia (que inclui o descomissionamento de usinas a carvão), desde o leilão de 2022 foram impedidas de participar nos leilões as fontes a carvão e a combustíveis líquidos [74].

5.2.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema chileno mudou consideravelmente na última década: em 2013, o sistema contava com 16.4 GW de capacidade instalada e era composto basicamente por usinas hidrelétricas (36%) e térmicas (60%), estas últimas divididas em usinas a gás natural, carvão e combustíveis líquidos. Em meados de 2023, o sistema quase dobrou de capacidade, chegando a 31.8 GW, e as renováveis passaram a representar uma parcela significativa do mix: atualmente solares contabilizam por 23% da capacidade instalada, e eólicas por 13%.

Figura 33: Evolução da capacidade instalada no Chile entre 2013 e 2023. Fonte: Elaboração própria com dados da CNE [4].



Grande parte dessa transição do sistema chileno, de um parque 60% termoelétrico em 2013 para um parque mais de 60% renovável em 2023, é explicada pelos seguintes fatores: (i) houve uma entrada massiva de fontes renováveis não convencionais (principalmente solares) nos últimos 5 anos: cerca de 5.7 GW de projetos solares entraram no sistema entre 2017-2023; e (ii) há um plano de descarbonização em andamento do Ministério de Energia do Chile, que inclui o descomissionamento de 50% da capacidade instalada de carvão do sistema até a metade da década de 2020, e uma meta de “carvão zero” até 2035: até o momento, 8 usinas totalizando 1.2 GW já encerraram suas operações.

Parte dessa expansão do sistema chileno foi viabilizada através dos leilões de longo prazo do mercado regulado, organizados para que as distribuidoras contratem com antecedência sua demanda projetada. Esses leilões permitiram a contratação de uma quantidade significativa de nova capacidade de geração, embora geradores incumbentes (como Enel, Colbun, AES e Engie) tenham historicamente predominado como vencedores. Desde 2015, no entanto, novos players começaram a participar (e ganhar) nos leilões, assim como projetos renováveis.

No mercado livre, o movimento foi similar. A expansão também se baseava em projetos de geração a carvão e gás natural até 2015. No entanto, desde então, o interesse das mineradoras em consumir energia mais barata e limpa, juntamente com o interesse dos geradores em descarbonizar as suas operações, também mudou o foco desse mercado para contratos de longo prazo com fontes renováveis.

5.3. COREIA DO SUL

5.3.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

A Coreia do Sul possui dois produtos que visam auxiliar que o sistema atinja as metas ambientais²³ e tratar das externalidades de emissões: os certificados de energia renovável (programa *Renewable Portfolio Standards*) e as permissões de emissões (*Korea Emission Trading System Scheme*). Ambos podem ser negociados em mercados específicos. Todos os geradores recebem também um pagamento por capacidade. Esses produtos são explorados em mais detalhes a seguir.

PAGAMENTO POR CAPACIDADE

A Coreia do Sul não possui um produto de potência firme ou energia firme. No entanto, todo gerador recebe um pagamento por capacidade pela mera disponibilidade de produzir energia – e que independe de sua geração efetiva. O objetivo é garantir a viabilidade financeira de geradores pouco acionados, recuperando seus custos fixos e de investimento[12]²⁴.

O pagamento por capacidade recebido por cada usina é o produto entre preço e capacidade, em cada hora. A capacidade é aquela ofertada pelo gerador no mercado do Dia Seguinte. Já o preço é diferente para cada planta e dado por:

$$\begin{aligned} \text{Preço de capacidade}_{i,t} \\ = \text{Preço de Capacidade de Referência}_i \times \text{Fator de Reserva}_i \times \text{Fator Regional}_i \\ \times \text{Fator por Intervalo de Tempo}_t \times \text{Fator por Performance}_i \end{aligned}$$

onde,

- *Preço de capacidade*_{*i,t*} é o preço pago à usina *i* na hora *t* (em KRW/kW-h);
- *Preço de Capacidade de Referência*_{*i*} é a soma dos custos fixos e custos de investimento, dividida pelas horas de disponibilidade ao longo da vida útil (esperada), para um gerador a gás de referência – considerada a tecnologia marginal no longo prazo [8]. Esse valor, em KRW/kW-h, é ajustado segundo o ano de entrada no mercado da planta *i*;
- *Fator de Reserva*_{*i*} é proporcional à razão entre a máxima demanda (com reserva) e a oferta (capacidade instalada de geração, armazenamento e redução de demanda);
- *Fator Regional*_{*i*} é um fator locacional, sendo maior para usinas próximas às áreas de consumo;
- *Fator por Intervalo de Tempo*_{*t*} é um fator maior para horas de pico e menor para as demais;

²³ Neutralidade de carbono até 2050, redução das emissões de gases de efeito estufa em 40% até 2030 [81], e aumento da geração renovável para 21.6% em 2030 e 30.6% em 2036 [132].

²⁴ Em teoria, os custos fixos poderiam ser recuperados se os preços de energia fossem suficientemente altos. No entanto, há limitantes no mercado coreano: preços-teto, custos auditados e ausência de um mercado intradiário.

- *Fator por Performance_i* é um fator de contribuição da planta *i* para a operação, flexibilidade e capacidade de resposta a emergências do sistema – baseado na performance dos últimos três anos. Quanto maior a contribuição, maior o fator.

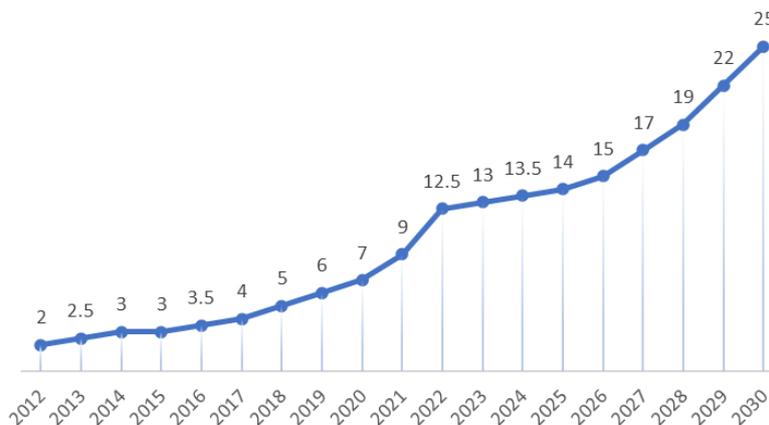
De outubro de 2016 a junho de 2022, o *Fator por Performance_i* era chamado de *Fator de Troca de Combustível*, e media também o impacto ambiental do combustível usado. Fontes menos poluentes possuíam maior fator, aumentando suas receitas. Desse modo, o pagamento por capacidade era também um instrumento da política ambiental do governo [8], [12]. Em janeiro de 2022, com a introdução do *environmental dispatch* (explicado na seção sobre K-ETS adiante), em que o SMP passou a refletir o custo de emissões, o mercado de carbono coreano passou a gerar incentivos mais eficientes para a redução de emissões no setor elétrico. Assim, perdeu sentido considerar a contribuição ambiental do combustível dentro do pagamento de capacidade e, por isso, esse componente foi removido [75].

Como o produto confiabilidade na Coreia do Sul não está associado a um compromisso, não há qualquer penalidade relacionada a entrega.

RENEWABLE PORTFOLIO STANDARDS (RPS)

A Coreia do Sul iniciou o esquema de RPS em 2012, substituindo a política de *feed in tariff* anterior. O RPS obriga os produtores com mais de 500 MW de capacidade instalada a produzir uma proporção mínima da sua energia utilizando fontes novas e renováveis, proporção esta que aumenta anualmente conforme ilustrado na Figura 34. Em 2023, ao menos 13% da geração deverá ser proveniente de renováveis.

Figura 34: Cota mínima de certificados REC, em %. Fonte: Kim et al., 2023.



As empresas devem apresentar Certificados de Energia Renovável (RECs, do inglês *Renewable Energy Certificates*) para comprovar que atingiram a proporção mínima. Elas podem gerar elas próprias a energia renovável e receber RECs, ou comprar RECs de outros produtores renováveis. Caso não atinjam a proporção mínima, estão sujeitos a multas de até 1.5 vezes o preço dos RECs. Assim, as renováveis possuem duas fontes de receita: a venda normal de energia e a venda de RECs.

Um produtor renovável pode aplicar para obtenção de RECs junto à *Korean New and Renewable Energy Center* (KNREC), uma divisão da *Korea Energy Agency*, que irá emitir um certificado informando o montante de energia renovável produzido pelo produtor (em MWh), multiplicado por um fator que depende da tecnologia utilizada. Por exemplo, entre 2016 e 2020, sistemas solares e eólicos acoplados com baterias tinham um fator de 4 (o maior entre as tecnologias renováveis permitidas), o que significa que para cada 10 MWh de eletricidade gerados, eles recebiam o equivalente a 40 MWh de RECs. Esse alto fator promoveu a rápida adoção desses sistemas [8]. Vale mencionar que as usinas renováveis sob PPAs diretos não têm direito à emissão de RECs – exceto para o excesso de geração que for vendido no

mercado atacadista [76].

Em 2017, um novo sistema de leilão foi introduzido, onde os geradores renováveis vencedores do leilão entram em contratos de 20 anos para suprir energia renovável e RECs a produtores incluídos na política de RPS (aqueles acima de 500 MW). Por esse contrato, a energia é vendida pelo gerador renovável ao produtor ao preço marginal SMP e o REC a *preço fixo de contrato – SMP*. Assim, se o SMP aumenta, o preço do REC contratado diminui, mantendo fixo o preço total [15], [77]. Nesses leilões, a *Korea Energy Agency* funciona como um intermediário: os produtores solicitam a contratação, indicando a capacidade a ser contratada, e a partir daí a *Korea Energy Agency* organiza o leilão.

KOREA EMISSION TRADING SCHEME (K-ETS)

A Coreia do Sul foi um dos primeiros países asiáticos a introduzir um mercado nacional de carbono, em 2015. O K-ETS cobre os setores de energia, indústria, edificações, transporte doméstico, serviços públicos e resíduos, correspondentes a 74% das emissões de gases estufa do país [78].

O K-ETS teve três fases até o momento: a primeira em 2015-2017, de aprendizado e formação do programa; a segunda em 2018-2020, e a terceira em 2021-2025 (em vigor). A quarta fase iniciará em 2026. Cada fase começa com o lançamento de um Plano de Alocação definido pelo Ministério do Meio Ambiente (MOE), que estabelece um teto de emissões para cada ano da fase e para cada setor. Esse teto, um valor em *tCO₂e*, se baseia em projeções de emissões de seis gases de efeito estufa (CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs e SF₆) e metas nacionais de redução [79].

As permissões de emissão são emitidas e alocadas para as empresas elegíveis dentro de cada setor, respeitando o valor do teto. A alocação pode ser por leilão ou gratuita. Esta última pode ocorrer de duas formas, a depender do setor e atividade: a empresa pode receber permissões em montante equivalente ao de suas emissões históricas (*grandfathering*), ou em montante equivalente às emissões das empresas menos poluentes daquela mesma atividade (*benchmarking*).

A forma de alocação das permissões é descrita no Plano de Alocação. A cada fase, o percentual de permissões leiloadas aumenta (0% na Fase 1, 3% na Fase 2, 10% na Fase 3) e o de *grandfathering* diminui (foi aplicado à todas as atividades na Fase 1, à 50% da alocação na Fase 2, e à 40% na Fase 3). Vale observar que para empresas consideradas sensíveis à precificação de carbono (*emissions-intensive trade exposed industries*, EITE), a alocação é 100% gratuita [78].

As empresas elegíveis devem submeter até março um reporte de suas emissões no ano anterior, verificado por entidade creditada pelo MOE. Um comitê do MOE irá então validar os reportes, certificando o volume de emissões das empresas no ano correspondente. As empresas têm até o fim de junho para apresentar permissões de emissão em montante equivalente. Caso não apresente permissões suficientes, aplica-se multa de até três vezes o valor da permissão. Permissões não usadas podem ser vendidas ou levadas como crédito para o ano seguinte [79], [80].

No setor de geração elétrica, na Fase 3, 90% das permissões são alocadas por meio de *benchmarks* (por tecnologia e combustível) e 10% por leilões. Até pouco tempo atrás, o custo de compra de permissões incorrido por geradores (se as emissões excedessem o volume alocado a eles gratuitamente) não era

refletido no preço marginal, mas sim repassado para as tarifas dos consumidores²⁵ [8]. Como os geradores eram compensados pela compra de permissões, havia pouco incentivo para reduzirem suas emissões. Em 2022, entretanto, o custo de compra de permissões foi incorporado aos custos variáveis das usinas para elaboração da ordem de mérito para o despacho (*environmental dispatch*) – o que tende a deslocar geradores mais poluentes na ordem de mérito. Isto é, o SMP passou a refletir, além dos custos de combustíveis, os custos de emissões [12], [81].

Vale destacar que muito da evolução do mecanismo K-ETS ao longo do tempo foi resultado de pressão de empresas interessadas em assumir compromissos voluntários de certificação renovável. Em particular, até 2021, mesmo com a pressão de ONGs e de clientes internacionais, empresas coreanas não podiam certificar que a energia comprada advinha de fontes renováveis – toda energia era comprada da KEPCO de forma agregada, sem diferenciação entre energia renovável e não renovável [82], [83]. A pressão de empresas (como a Samsung e empresas do SK Group, e de outras instituições interessadas) levou o governo a criar, em janeiro de 2021, cinco mecanismos para que grandes empresas pudessem contratar energia renovável e certificar que seu consumo elétrico era limpo:

1. PPAs
2. Precificação verde
3. Compra direta de RECs (permitida desde 2021)
4. Participação em *equity*
5. Autogeração

Esse pacote de mecanismos foi batizado de K-RE100, uma referência à RE100 – uma iniciativa global que reúne empresas comprometidas a utilizar 100% de energia renovável em suas operações. No modelo de precificação verde (item 2 da lista), os consumidores podem pagar um “prêmio verde” para obter energia junto a uma Confirmação de Uso de Energia Renovável. Para isso, devem ser selecionados em leilões semianuais realizados pela KEPCO. O prêmio cobrado junto à tarifa é repassado para a *Korea Energy Agency*, que o reinveste em energia renovável.

5.3.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

Como já indicado, os geradores de energia na Coreia do Sul vendem sua energia no Mercado do Dia Seguinte, operado pela KPX, no qual o único comprador é a KEPCO, responsável por revender a energia ao consumidor final. Apesar de permitido na legislação, nenhum consumidor participa atualmente do Mercado do Dia Seguinte.

Até 2021, todas as vendas de energia ocorriam mediante o mercado atacadista, com três exceções:

1. Empresas de geração renovável com capacidade inferior a 1 MW (ou em ilhas) podiam fazer PPAs diretamente com a KEPCO, sendo pagas mensalmente em base a uma média dos preços marginais horários [84].
2. PPAs entre produtores independentes (IPPs) térmicos com a KEPCO anteriores a 2001 e ainda em vigor. Esses contratos irão eventualmente expirar e desaparecer do mercado.

²⁵ As emissões são duplamente contabilizadas: as usinas precisam obter permissões de emissão e o consumidor final deve obter permissões de emissão pelo montante equivalente de emissões indiretas originárias da compra de eletricidade [78], [79].

3. Esquemas de *net-metering* para renováveis de pequena escala (<1 MW para usinas solares, ou <10 kW para outras renováveis) dedicadas a autoconsumo. Neste caso, a energia é vendida a KEPCO diretamente, sendo remunerada à média anual do SMP.

Nos três casos, a energia é vendida do gerador à KEPCO sem passar pelo mercado da KPX. Em 2019, PPAs correspondiam a menos de 8% da capacidade de geração da Coreia do Sul, mas a 61% da capacidade solar. A partir de 2021, como parte da política K-RE100 (ver box abaixo), o governo autorizou PPAs entre grandes consumidores e geradores renováveis com mais de 1 MW, em dois formatos:

1. PPAs *indiretos*: contratos tripartites entre o gerador renovável, a KEPCO e o consumidor elétrico. Nesse tipo de contrato, o consumidor compra energia do gerador, ao preço contratado, tendo a KEPCO como intermediária. A KEPCO recebe uma comissão, calculada anualmente, pelos custos incorridos (operação e manutenção de suas redes de transmissão e distribuição, medição e custos para cobrança e faturamento). PPAs indiretos são permitidos desde janeiro de 2021.
2. PPAs *diretos*: contratos de duas partes entre o gerador renovável e o consumidor, sem o intermédio da KEPCO. Para o uso das redes de transmissão e distribuição da KEPCO, um acordo deve ser firmado separadamente. PPAs diretos são permitidos desde outubro de 2021.

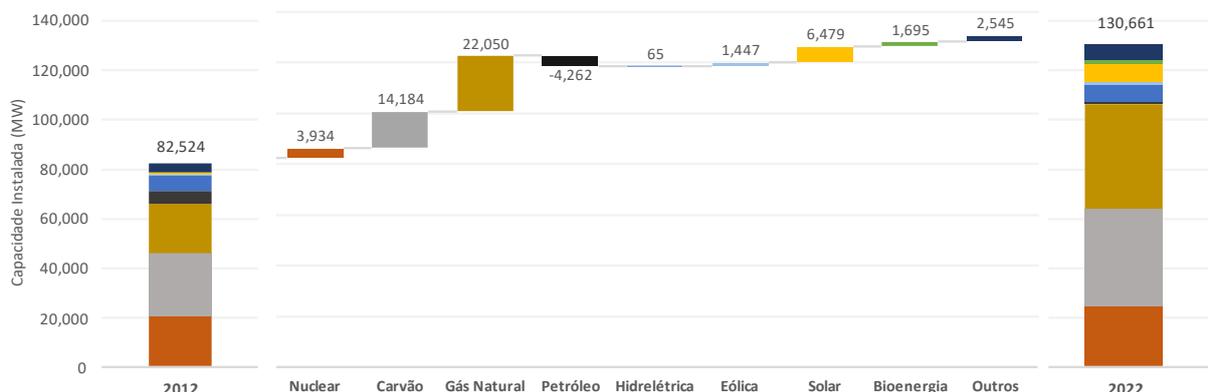
O consumidor deve comprar toda a geração do produtor. Caso essa energia seja insuficiente, o consumidor compra a energia faltante da KEPCO ou, no caso de PPAs diretos e sob certas condições, diretamente do mercado atacadista. O excesso de geração em relação à demanda do consumidor pode ser vendido pelo gerador no mercado. As regras de compra e venda de energia no mercado são ligeiramente diferentes dependendo de o PPA ser direto ou indireto [85], [86].

Além dos PPAs, há os contratos renováveis a preço fixo, cujas partes são dois geradores de energia. Sob a política de RPS (*Renewable Portfolio Standard*) da Coreia, alguns geradores são obrigados a suprir parte de sua energia com fontes renováveis. Ao invés de gerar energia renovável por conta própria, tais geradores podem entrar em um contrato a preço fixo com outro gerador. Esses contratos são alocados por meio de leilões organizados pelo governo.

5.3.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema sul-coreano passou por mudanças relativamente sutis na última década. Em 2012, o sistema contava com 82.5 GW de capacidade instalada, dos quais 86% de usinas termelétricas, 8% hidrelétricas e as renováveis não-convencionais somavam pouco mais de 1%. Em 2022, o sistema totalizava 130.7 GW, dos quais 82% de usinas termelétricas, 5% hidrelétricas e as renováveis não-convencionais somavam quase 8%. Das renováveis construídas, a maioria foram usinas solares. Com relação às térmicas, foi possível observar um aumento expressivo de usinas a gás natural, enquanto as usinas nucleares perderam importância no mix energético, apesar de ainda representarem quase 20% da capacidade instalada total do país.

Figura 35: Evolução da capacidade instalada na Coreia do Sul entre 2012 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da KPX [9].



Vale mencionar que a expansão da geração na Coreia do Sul é altamente regulada pelo governo. As empresas de geração devem submeter para aprovação do MOTIE seus planos para construção de novos empreendimentos. Caso seja inconsistente com as metas do BPLE (*Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand*), o MOTIE não concederá a permissão de operação para a usina [12]. O BPLE é o plano de longo prazo para geração e transmissão, estabelecido a cada 2 anos.

Até o sétimo BPLE, publicado em 2015, o gerador deveria submeter a intenção de construir uma nova usina antes da elaboração do Plano. Somente as plantas refletidas no Plano podiam ser construídas. A partir de dezembro de 2017, os produtores passaram a poder submeter a intenção de construção após a elaboração do Plano – o governo então avalia e aprova (ou não) a sua construção [8].

Cabe mencionar ainda que em 2017 foram publicadas as políticas de Transição Energética e de combate à poluição do ar, refletidas no oitavo BPLE de dezembro do mesmo ano [87]. Iniciou-se então uma política de redução gradativa do uso do carvão na matriz. Entre 2017 e 2021, dez usinas a carvão foram fechadas e duas convertidas a biomassa, e novas usinas foram proibidas, à exceção daquelas já em construção [88]. A política de Transição Energética anunciada em 2017 indicava também um *phase-out* da energia nuclear, impulsionado por preocupações com segurança causadas pelo acidente de Fukushima, no Japão, em 2011. Entretanto, com a posse de um novo presidente em 2022, a decisão foi revertida e o governo agora planeja aumentar a capacidade nuclear no longo prazo.

O último BPLE, publicado em janeiro de 2023, apresentou como principais diretrizes: aumentar a participação de usinas renováveis e nucleares para 31% e 35% da geração total, respectivamente, e reduzir a participação de usinas a carvão para 14%.

5.4. EL SALVADOR

5.4.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

El Salvador apresenta um produto de confiabilidade denominado 'capacidade firme', que visa garantir a apropriada expansão do sistema no longo prazo – as regras relacionadas a este produto são definidas no ROBCP [57]. Diferente da maioria dos outros sistemas analisados, o país não possui um produto relacionado a geração renovável ou a emissões no setor elétrico.

PRODUTO CAPACIDADE

Além do produto energia, o sistema salvadorenho conta também com o produto capacidade firme, a fim

de assegurar o pleno desenvolvimento do sistema no longo prazo. O produto capacidade firme é definido como a capacidade que as unidades são capazes de prover ao sistema com uma alta probabilidade. A capacidade firme inicial é definida de acordo com a tecnologia, da seguinte maneira:

- Termoelétricas: a capacidade firme é definida a partir da capacidade máxima e as taxas de indisponibilidade (inclui manutenção, combustível e interrupção forçada).
- Hidroelétricas: determinada a partir de uma função com base no ano de pior hidrologia do histórico.
- Renováveis não-convencionais: definida como a geração no pior ano de disponibilidade de insumo. Requer a apresentação de um estudo que apresente o cálculo.
- Autoprodutores e cogeneradores: calculada com base nos excedentes que a central é capaz de injetar no sistema.

Ao final de cada ano, as taxas de indisponibilidade das usinas são atualizadas. Além disso, a capacidade firme inicial é ajustada por um fator de ajuste que reflete a relação oferta-demanda do sistema. A ideia é que o sistema não remunera uma capacidade firme superior a demanda máxima do sistema. Este fator é aplicado a todas as usinas, reduzindo ou aumentando a capacidade remunerada de forma homogênea.

No que diz respeito à remuneração, o encargo de capacidade é determinado de forma regulada a partir do custo de investimento anualizado, acrescido do custo operacional fixo, de uma unidade eficiente para fornecer suporte e capacidade ao sistema no período crítico. A escolha da tecnologia de expansão ideal é feita pela SIGET, com base em parâmetros técnicos e econômicos, e os parâmetros são revistos a cada 5 anos. Ao longo dos blocos de 5 anos, o preço é ajustado com base nas variações do IPC (índice de preços ao consumidor dos Estados Unidos) caso a variação anual supere 1,5%.

Como o produto confiabilidade em El Salvador não está associado a um compromisso, sendo ajustado ao final do ano com base nas taxas de indisponibilidade realizadas, não há qualquer penalidade relacionada a entrega.

5.4.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS DE LONGO PRAZO (CLP)

O mercado de contratos de longo prazo (CLP) salvadorenho engloba tanto os contratos bilaterais negociados entre participantes de mercado, quanto os contratos estabelecidos pelas distribuidoras via leilão [57]. Os contratos celebrados implicam compromissos financeiros e não trocas físicas. Isto é, o despacho do sistema é realizado de maneira independentemente ao que está definido em contratos.

De acordo com o Regulamento da Lei da Eletricidade [89], as empresas de distribuição salvadorenhas são obrigadas a subscrever contratos de longo prazo através de processos de livre concorrência (leilões) para pelo menos 80% da demanda máxima prevista e sua energia associada. Assim, leilões são realizados sempre que alguma distribuidora encontra necessidade de suprir sua demanda. Os contratos são tipicamente de capacidade firme e energia associada (calculada a partir da capacidade vendida). No entanto, visando atender as fontes renováveis variáveis, as distribuidoras organizam também licitações com contratos não padronizados para essas tecnologias, que incluem apenas o produto energia.

Os acordos Bilaterais também são permitidos e devem ser reportados para fins de liquidação de transações econômicas. Nesses casos, as condições e preços são acordados livremente entre as partes.

MERCADO REGIONAL (MER)

O SIEPAC (Sistema de Interconexão Elétrica dos Países da América Central) é um projeto de longa data que criou uma interconexão permanente entre os seis países do istmo centro-americano. A negociação entre os mercados é realizada no Mercado Eléctrico Regional (MER) pela Entidade Operadora Regional (EOR), que recolhe as propostas de preços dos agentes de cada mercado nacional e organiza a melhor alocação para a utilização da capacidade de transmissão.

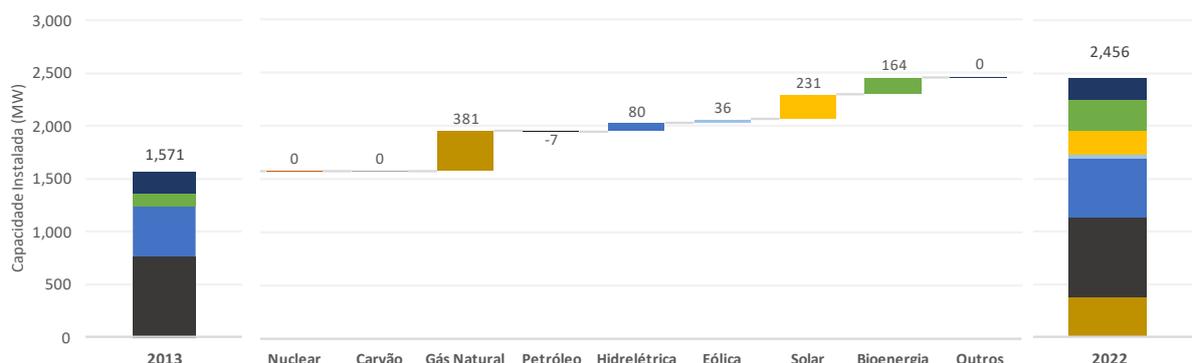
As transações de energia no mercado regional são realizadas no Mercado de Contratos Regional ou no Mercado de Oportunidade Regional. O Mercado de Contratos Regional (MCR) é composto pelo conjunto de contratos de injeção e retirada de energia detidos pelos agentes, juntamente com as regras para sua administração e expedição em nível regional. O Mercado de Oportunidade Regional (MOR), por sua vez, é um mercado de curto prazo, baseado em ofertas diárias de injeção e retirada de energia, para cada período de mercado, nos nós da Rede de Transmissão Regional (RTR) habilitados comercialmente. As ofertas ao MOR são informadas por cada país-membro com base nas ofertas de seus agentes. As transações são produto de um pré-despacho regional e da operação em tempo real, e são as que estão sujeitas à otimização do despacho regional.

Diferente do sistema salvadorenho, o MER é um mercado baseado em oferta e será abordado em mais detalhes no relatório *e3r. Diagnóstico preço por oferta*.

5.4.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema salvadorenho apresentou uma importante mudança nos últimos anos, ao incorporar a primeira usina a GNL do país, de grande porte, além de múltiplos projetos de energia solar e de bioenergia. Em 2013, o sistema contava com 1.6 GW de capacidade instalada, dos quais 49% provinham de usinas termelétricas a combustíveis líquidos, 30% de hidrelétricas, 8% de bioenergia e 13% de geotérmicas. Em 2013 não havia nenhuma usina renovável não-convencional no país. Em 2022, o sistema totalizava 2.5 GW, dos quais 31% de usinas termelétricas a combustíveis líquidos, 16% de termelétrica a gás natural (EDP), 23% de hidrelétricas, 9% de usinas solares, 12% de bioenergia, 8% de geotérmicas e 1% de centrais eólicas.

Figura 36: Evolução da capacidade instalada em El Salvador entre 2013 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da UT [1].



É importante destacar que boa parte desta expansão – em particular, os 380 MW de capacidade de geração a gás natural, representados por um único gerador (vide seção 3.4.4) – foram resultado de leilões organizados para contratação de nova capacidade de geração.

5.5.MÉXICO

5.5.1.PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

Há dois principais produtos com característica de longo prazo no setor elétrico mexicano: o produto capacidade e os certificados de energia limpa (CELS). Ambos podem ser transacionados por meio de contratos, inclusive contratos negociados em leilão. No caso do produto capacidade, existe ainda um mercado atacadista, que funciona com base em quantidades e preços anuais determinados *ex post*.

PRODUTO CAPACIDADE

Conceitualmente, a remuneração da potência fornecida pelos agentes ao sistema funciona como um incentivo financeiro adicional, representando uma contribuição do agente para a segurança de abastecimento do sistema que não é remunerada adequadamente exclusivamente com a venda do produto energia. É uma remuneração adicional para cobrir os custos fixos de investimento em nova geração que não seriam cobertos pela remuneração no mercado de energia, caso fosse tomada a decisão de expandir o sistema que maximizasse o bem-estar geral. O Manual do Mercado para o Balanço de Potência [90] define as regras relacionadas ao produto capacidade.

As quantidades pelas quais os agentes recebem este pagamento são essencialmente a capacidade média disponível (ou geração média, no caso das renováveis) ao longo das 100 horas críticas do ano – isto é, as 100 horas de menor margem de reserva. Quanto ao preço, este depende de 4 fatores: a tecnologia marginal da expansão e seus custos fixos (definida como uma usina a gás natural ciclo aberto), a margem de reserva eficiente determinada na regulação (atualmente, 15.3%), a margem de reserva média observada ao longo destas 100 horas e as receitas que hipoteticamente a usina marginal da expansão receberia no mercado de energia ao longo do ano. Quanto maiores os custos fixos da usina marginal da expansão, e quanto menores a margem de reserva média do sistema nas 100 horas críticas e as receitas hipotéticas da usina marginal da expansão no mercado de energia, maior o preço no mercado de capacidade.

O mercado de capacidade no México, portanto, remunera os agentes de acordo com suas contribuições nos horários em que o equilíbrio oferta-demanda é mais apertado – oferecendo, assim, um incentivo para garantir a disponibilidade dos agentes nesses momentos críticos. Essa verificação do período crítico e aporte de cada agente é feita *ex post*, onde o produto de capacidade é definido como a contribuição de cada gerador em termos de disponibilidade ofertada no mercado durante as 100 horas mais críticas do sistema ao longo do ano. Horas críticas são definidas como os períodos com menor margem de reserva, o que depende não só do nível de demanda horária, mas também das quantidades ofertadas pelos agentes (em função da indisponibilidade declarada).

Por fim, a remuneração de cada agente é calculada como sendo igual à quantidade entregue multiplicada por um preço de equilíbrio do produto capacidade, calculado pelo CENACE para cada uma das “zonas de capacidade” do sistema (pré-determinadas). Esse preço de equilíbrio, por sua vez, é função da margem de reserva – dependente de uma série de parâmetros regulatórios definidos *ex ante* – calculada em cada uma dessas zonas:

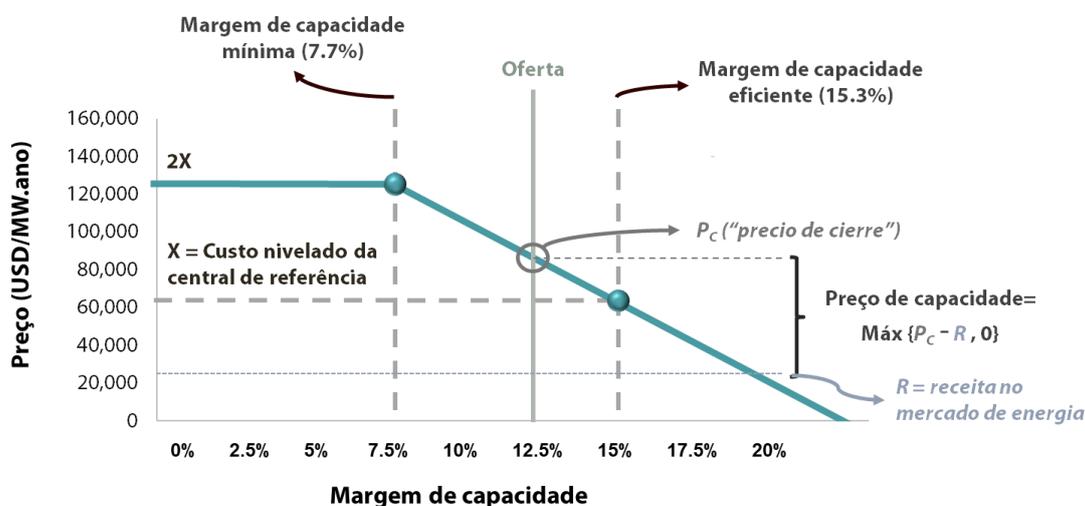
- A margem de reserva eficiente é uma referência para a margem de capacidade considerada “ideal” para o sistema. Implicitamente, quando a margem de capacidade verificada nas 100 horas críticas do sistema for igual à margem eficiente, o equilíbrio oferta-demanda está bem ajustado. Atualmente, esse valor é determinado por regulação em 15.3% (para o SIN).
- A margem mínima de reserva é uma referência da margem mínima de capacidade que permite

o bom funcionamento do sistema. Implicitamente, quando a margem de capacidade nas 100 horas críticas do sistema é igual à margem mínima, o equilíbrio entre oferta e demanda está em um ponto crítico e a disposição a pagar pela capacidade deve ser alta. Atualmente, esse valor é determinado por regulação em 7.7% (para o SIN).

O custo nivelado da tecnologia de referência é uma referência da remuneração “ideal” de uma usina termelétrica, dada sua contribuição ao sistema quando o equilíbrio oferta-demanda está bem ajustado.

O procedimento para determinar o preço da capacidade é ilustrado no gráfico abaixo. O ponto de partida é a definição dos parâmetros regulatórios. O primeiro ponto do gráfico é definido pelo par custo nivelado do gerador de referência multiplicado por dois e a margem de reserva mínima do sistema. O segundo ponto é marcado pelo custo nivelado do gerador de referência e a margem de capacidade eficiente do sistema. A curva de preço da capacidade é formada por uma reta com decaimento linear entre esses dois pontos – considerando, todavia, que o preço da capacidade nunca pode ultrapassar o custo nivelado da tecnologia de referência multiplicado por dois. Em seguida, determina-se o Preço de Fechamento (P_c) como a intercepção da curva de oferta com a curva de capacidade. Finalmente, um cálculo *ex post* simplificado é levado em consideração para calcular os lucros que a tecnologia de referência teria obtido no mercado de energia caso estivesse operando ao longo do ano. O preço ideal para remunerar o produto de capacidade em um sistema equilibrado corresponde ao Preço de Fechamento descontado do lucro esperado da tecnologia de referência.

Figura 37: Formação do preço de capacidade no México



Este mecanismo proposto no México introduz um importante elemento de incerteza para a remuneração por capacidade dos agentes, já que não é possível prever com certeza quais horas críticas serão selecionadas para a remuneração do produto. Assim, o planejamento do cronograma de manutenção do gerador terá papel fundamental na sua viabilidade econômico-financeira. Outra importante fonte de incertezas é a disponibilidade de recursos energéticos renováveis, pois essas usinas também contribuem para esse mercado (com sua geração horária).

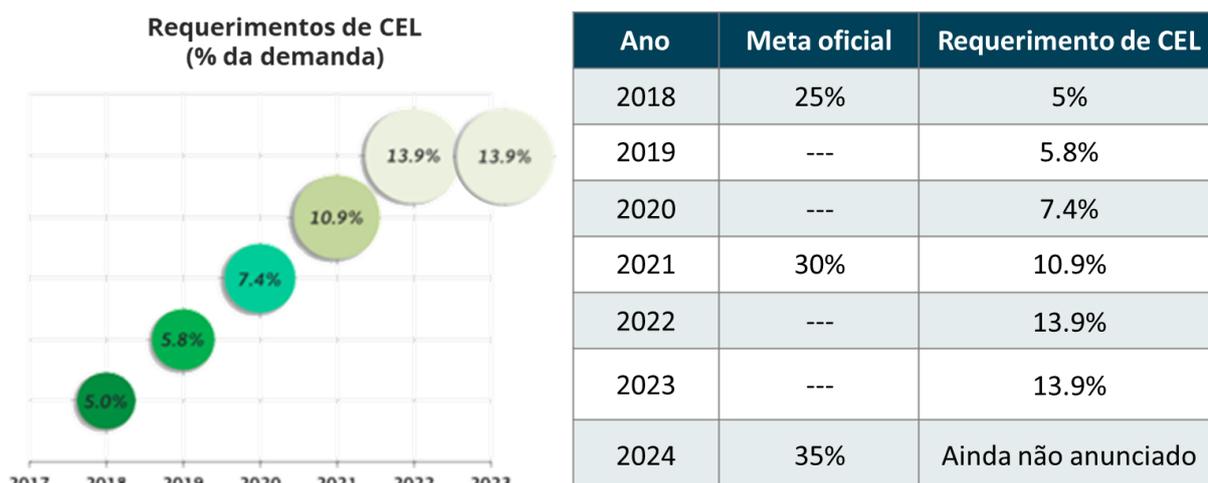
Como o produto confiabilidade no México não está associado a um compromisso, tendo a remuneração calculada após o final do ano de operação com base nas taxas de disponibilidade realizadas, não há qualquer penalidade relacionada a entrega.

CERTIFICADOS DE ENERGIA LIMPA

O mercado de Certificados de Energia Limpa foi criado, através da Lei da Indústria Elétrica [91], com o objetivo de impulsionar o cumprimento das metas de geração renovável do país. Através deste mecanismo, a demanda é obrigada a ter um determinado percentual de suas compras respaldado por este tipo de certificado. Na ponta da oferta, todas as usinas de tecnologias renováveis que entraram no sistema no período pós-reforma energética recebem 1 CEL por cada MWh gerado. O preço ao qual o produto é transacionado é livre de regulações e é determinado unicamente pelas forças de mercado.

O CEL é um produto que visa incentivar a recuperação de custos por geradores de energia renovável. É um subproduto, como a capacidade, mas com um objetivo diferente, que é ter maiores níveis de geração renovável no sistema. No México, um certificado de energia limpa é definido como 1 MWh de energia renovável gerada (1 CEL = 1 MWh renovável). Dessa forma, todos os geradores renováveis que entraram em operação após agosto de 2014 são creditados CELs para cada MWh entregue ao sistema. E esse produto pode ser vendido a comercializadores, que têm a obrigação de adquirir quantidades crescentes de CELs a cada ano. A obrigatoriedade de possuir CELs (como um percentual da demanda total que cada comercializador atende) é apresentada a seguir:

Figura 38: Metas de geração renovável e de CELs



Todo ano as autoridades definem uma quantidade de CELs a serem adquiridas pela demanda (sujeito a penalização caso não seja cumprido) – para o ano de 2024, por exemplo, o requerimento foi de 13.9% da demanda [92]. A primeira coluna da tabela apresenta a meta sistêmica de geração renovável, enquanto a segunda coluna indica o requisito de CELs que a demanda (em geral, por meio de comercializadores) é obrigada a adquirir (e só pode ser atendida com usinas elegíveis para CELs). A obrigatoriedade de contratação das CELs cria automaticamente uma demanda por ela, e também oferta (geradores renováveis) disposta a atendê-la – consequentemente levando ao surgimento de um mercado para este produto. A regulamentação atual estabelece que os CELs são precificados a preço de mercado, sem a existência (ao menos até o momento) de uma liquidação centralizada (como ocorre com o produto capacidade, por exemplo).

5.5.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

CONTRATOS BILATERAIS

O setor elétrico mexicano possui um mercado de contratos bilaterais voluntários [93], que representam

um importante mecanismo descentralizado onde os agentes podem ajustar suas posições financeiras e se proteger de cenários extremos sem a necessidade de leilões centralizados.

Em suma, a possibilidade de contratação bilateral introduz uma dimensão adicional de flexibilidade para os agentes de geração e comercialização, que podem participar ativamente desse mercado para fins de *hedge* ou mesmo especulação financeira. Destaca-se, ainda, que o mercado de contratos bilaterais serve também como um mecanismo para permitir que os consumidores livres (em geral, representados por comercializadores) cumpra com os requerimentos de contratação estabelecidos em regulação [94]. Segundo as regras do mercado atacadista mexicano, os comercializadores que atendem o mercado livre de energia devem respaldar com contratos 60% da demanda de energia prevista para os 3 anos seguintes – seja por meio de contratos celebrados em leilões (descritos nas próximas subseções) ou por contratos negociados bilateralmente. No caso de comercializadores que atendem o mercado regulado, o requerimento é de 100% da carga prevista, que deve ser atendido unicamente através de leilões centralizados.

LEILÕES DE MÉDIO PRAZO

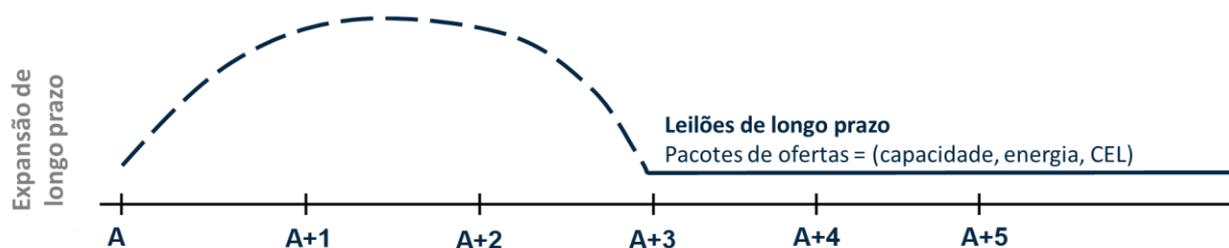
O CENACE também organiza leilões de médio-prazo, que dá aos agentes a possibilidade de ajustar suas posições contratuais e celebrar acordos de *hedge* financeiro [95]. Estes certames visam facilitar transações mutuamente benéficas entre os agentes do mercado de energia, permitindo que os geradores adquiram proteção financeira contra cenários de preços baixos e que os consumidores se protejam contra cenários de preços altos. A participação é obrigatória para os fornecedores de serviços básicos (atualmente apenas a CFE cumpre esta função) e é voluntária para os demais agentes de comercialização.

O principal objetivo de leilões de médio-prazo é ser um mecanismo centralizado de mercado para conectar vendedores e compradores que buscam ajustar suas posições contratuais para fins de *hedge* financeiro; diferente dos leilões de longo prazo (que serão discutidos mais adiante), que visam agir como meios de viabilização de uma expansão eficiente da matriz de geração. Isto implica em importantes diferenças em termos de desenho do mecanismo, como, por exemplo, a duração dos contratos negociados (3 anos vs. 15 anos) e o tempo decorrido entre o leilão e o início do período de vigência do contrato (4 meses vs. 3 anos). Além disso, os leilões de médio prazo não envolvem a venda de certificados de energia limpa, envolvendo apenas compromissos de energia e potência firme. Nos leilões de médio prazo, existe também a possibilidade de ofertas de energia por bloco, divididos de acordo com o horário de entrega – assim, os geradores podem se comprometer a entregar energia nos horários de demanda “base”, “intermediária” ou “de pico”. Os preços de equilíbrio também são determinados por bloco e variam de acordo com o local de entrega da energia ou potência.

LEILÕES DE LONGO PRAZO

A principal função de um mercado de longo-prazo é garantir uma expansão adequada do sistema elétrico, o que exige decisões de investimento em situações de incerteza e com antecedência de vários anos para acomodar o tempo de construção dos novos geradores. A contratação de longo-prazo permite que potenciais investidores assegurem contratos de longa duração consistentes com a vida útil e período de retorno do investimento feito, permitindo que esses agentes mitiguem os riscos comumente presentes em mercados de curto-prazo. A figura abaixo ilustra o desenho esquemático da operação do mercado de longo-prazo [96].

Figura 39: Desenho esquemático da operação de longo-prazo do mercado



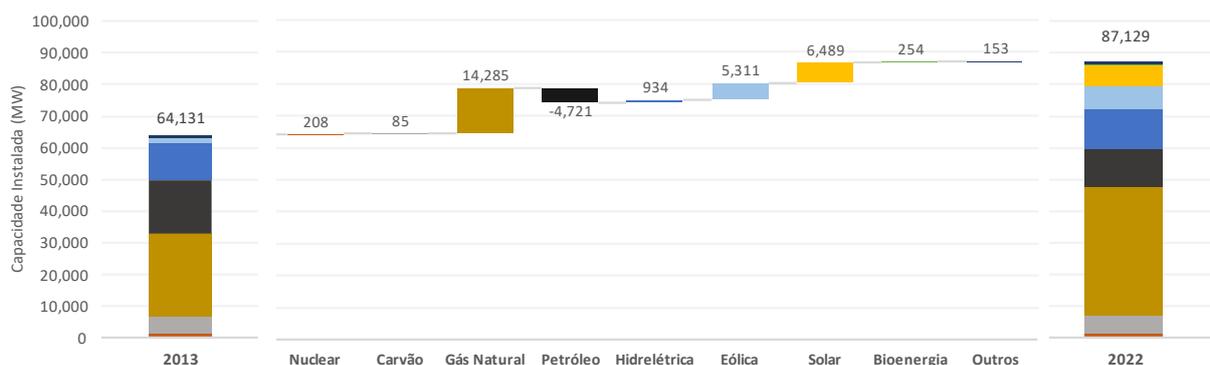
Os leilões de longo prazo são o principal mecanismo pelo qual os geradores podem garantir um fluxo de caixa estável por vários anos de operação de suas usinas, reduzindo sua exposição ao risco e permitindo assim cobrir os custos de investimentos futuros. No México, as regras de mercado estabelecem que os fornecedores de serviços básicos devem comprar energia e produtos associados através de leilões de longo prazo. Este mecanismo envolve a alocação simultânea de três produtos: energia, capacidade e certificados de energia limpa. Cada potencial vendedor deve apresentar as quantidades ofertadas de cada produto de acordo com as características físicas da usina, bem como um preço para o “pacote” como um todo – as quantidades ofertadas variam de acordo com as características de cada tecnologia. Um ponto importante é que não apenas os certificados de energia limpa, mas também o produto energia, são destinados aos geradores de energia renovável. Portanto, as termelétricas só poderão ofertar capacidade nesses leilões.

O desenho do leilão inclui um sistema de ajuste de preço que leva em consideração a localização da usina (resultando em sinais locacionais). O resultado do leilão é a alocação das obrigações futuras de entrega dos três produtos – com duração de 15 anos para produtos de energia e capacidade e 20 anos para certificados de energia limpa.

5.5.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema mexicano mudou significativamente ao longo da última década, incorporando grandes quantidades de capacidade renovável e de usinas a gás natural, além de aposentar várias usinas térmicas convencionais ineficientes. Em 2013, o sistema contava com 64.1 GW de capacidade instalada, dos quais 41% eram usinas termelétricas a gás natural, 26% usinas convencionais a combustíveis líquidos, 18% hidrelétricas, 8% térmicas a carvão e 2% nucleares. As centrais renováveis não-convencionais somavam apenas 3%. Em 2022, o sistema passou a ter 87.1 GW, dos quais 47% de usinas termelétricas a gás natural, 14% usinas convencionais a combustíveis líquidos, 14% hidrelétricas, 8% solares, 8% eólicas, 6% térmicas a carvão e 2% nucleares.

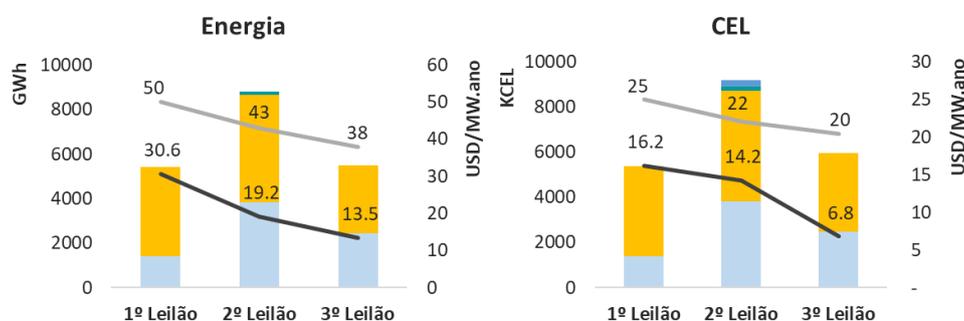
Figura 40: Evolução da capacidade instalada no México entre 2013 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da SENER [2] [97].



O principal motivador da expansão do sistema de geração mexicano nos últimos anos foram os leilões de energia, que eram realizados anualmente desde a reforma no mercado. Apesar do sucesso dos leilões em termos de quantidades contratadas e preços, conforme discutido em 3.5.4, os leilões foram suspensos depois de 3 edições, após a troca de administração no Governo.

A Figura 41 ilustra os resultados dos três leilões realizados no México entre 2016 e 2017, em termos de preços alcançados e quantidades compradas de dois dos três produtos comercializados (energia, capacidade, e certificados de energia limpa – vide seção 5.5.1). Nota-se que a fonte eólica (azul claro) e solar (amarelo) dominaram os montantes comercializados de energia e CELs, e que havia uma tendência de preços decrescente bastante significativa – indicando o sucesso do mecanismo. O sistema mexicano estava comercializando energia solar e eólica a um preço médio inferior a 20 US\$/MWh em 2017 (soma dos preços dos produtos energia e CEL), um valor extremamente competitivo nos padrões internacionais.

Figura 41: Resultados dos leilões históricos no México, para os produtos energia e certificados verdes. Preços em MXN/MWh na linha cinza e em USD/MWh na linha preta.



5.6. VIETNÃ

5.6.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

O Vietnã não possui outros mercados além do mercado de energia. Existe, entretanto, um mecanismo para remuneração adicional dos geradores (CAN) que é ostensivamente indicado como uma contribuição por confiabilidade. Quanto a produtos ligados a atributos de energia limpa, em novembro de 2015, o governo publicou sua Estratégia de Desenvolvimento de Energia Renovável 2016-2030, em que se mencionava a intenção de introduzir um sistema de portfólios renováveis (*renewables portfolio standard*, RPS) a partir de 2020. No entanto, tal política não chegou a ser implementada [98]. Mais recentemente, iniciaram-se discussões sobre uma possível implementação de um programa piloto de mercado de carbono a partir de 2025, embora a proposta ainda seja incipiente [99].

CAPACITY ADD-ON (CAN)

O CAN busca assegurar que novas centrais entrando no mercado recuperem seus custos fixos e variáveis. Ele é um valor em VND/kWh, pago aos geradores proporcionalmente à sua geração e adicionalmente ao SMP (preço marginal da energia). Ou seja, na prática as vendas dos geradores no mercado spot são liquidadas ao preço $SMP + CAN$. Essa soma ($SMP + CAN$) é o FMP (*full market price*).

Como visto na seção 4.6.2, aplica-se uma margem ao SMP para contabilizar as perdas de transmissão, obtendo-se o CSMP, que é pago pelos consumidores. A mesma margem se aplica ao CAN, originando o CCAN e o CFMP:

$$CCAN(VND/kWh) = CAN(VND/kWh) \times \frac{\text{Output dos geradores (kWh)}}{\text{Energia entregue aos compradores (kWh)}}$$

$$CFMP(VND/kWh) = CCAN(VND/kWh) + CSMP(VND/kWh)$$

Os compradores no mercado *spot* pagam CFMP vezes o seu consumo, enquanto os geradores recebem FMP vezes a sua geração – de modo que o pagamento dos consumidores se iguale aos recebimentos dos geradores. O SMP, CAN e FMP são divulgados até 9h do D+2. O CSMP, CCAN e CFMP são divulgados preliminarmente às 16h do D+2 e os valores finais às 16h do D+5 [63].

O CAN, assim como o SMP, varia para cada intervalo de 30 minutos. O CAN é calculado pelo NLDC durante o processo de planejamento da operação para o ano seguinte e não é alterado durante o ano de aplicação. Ou seja, o plano de operação do mercado elétrico publicado anualmente (para o ano seguinte) estabelece um valor de CAN para cada mês, dia (dependendo de ser dia útil, sábado e domingo) e intervalo de 30 minutos, que não é alterado posteriormente [100].

O cálculo do CAN se baseia no princípio de recuperar os custos de uma central elétrica de referência²⁶. Para isso, o NLDC simula o despacho do sistema para o ano seguinte, e estima a remuneração que a central de referência teria se recebesse somente pelo SMP e o quanto faltaria para recuperar seus custos fixos e variáveis. Esse montante é repartido entre os ciclos de 30 minutos do ano, proporcionalmente à demanda projetada para o ciclo, e dividido pela potência da central. O resultado é o CAN [63].

Como o produto confiabilidade no Vietnã não está associado a um compromisso, não há qualquer penalidade relacionada a entrega.

5.6.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

Há três tipos de contrato padrão no Vietnã: (i) contratos bilaterais padronizados, ou SPPAs, disponíveis (e obrigatórios) para participantes diretos do mercado; (ii) contratos para plantas sob contratos BOT, que são participantes indiretos do mercado; e (iii) contratos para solares e eólicas sujeitas a *feed-in-tariffs*, também participantes indiretos. Além disso, o governo estuda permitir PPAs diretos (*Direct Power Purchase Agreements*, ou DPPAs) entre grandes consumidores e geradores renováveis. Esses quatro tipos de PPA são discutidos nas subseções seguintes.

CONTRATOS SPPA

Os geradores que participam diretamente do mercado *spot* devem obrigatoriamente possuir um contrato padrão (o SPPA, *Standard Power Purchase Agreement*). Os SPPAs foram desenhados para proteger os geradores e a EVN da volatilidade do SMP e para desincentivar comportamentos anti-competitivos [101]. Durante a primeira fase de implementação do mercado (o VCGM, ver seção 3.6.4), quando a EPTC era o comprador único, esses contratos eram assinados com a EPTC. Com a introdução do VWEM em 2019 e a participação direta das PCs como compradoras no mercado *spot*, os SPPAs passaram a ser realizados diretamente entre os geradores e as PCs, através de negociações bilaterais. Os antigos contratos com a EPTC foram gradativamente alocados para as PCs [102]–[104].

O SPPA funciona como um contrato por diferenças, por uma quantidade fixa. Isto é, o comprador e o

²⁶ A central de menor custo dentre as centrais a carvão ou a gás com ciclo combinado que tenham entrado em operação no ano anterior e operem na base – e que não possa recuperar seus custos somente com o SMP.

vendedor estabelecem a quantidade (Q_c) e o preço (P_c) do contrato e o gerador recebe $(P_c - FMP) \times Q_c$ – a diferença entre o preço de contrato e o preço *spot* (*full market price*, FMP) – ou paga, se esse cálculo for negativo. Se o gerador produzir mais (ou menos) que a quantidade contratada (Q_c), o excesso (ou falta) deve ser vendido (comprado) no mercado ao preço *spot*. O gerador é obrigado a vender ao menos 60% de sua capacidade em contratos SPPA. Ou seja, o valor de Q_c deve estar entre 60 e 100% da capacidade da planta [63], [105].

A duração do SPPA é de 25 anos, a partir da data de entrada em operação [63].

CONTRATOS BOT

O Vietnã introduziu contratos BOT (*built-operate-transfer*) quando emendou a Lei de Investimentos Estrangeiros em 1992. As regras foram alteradas ao longo do tempo, com a Lei de Investimentos de 2005 e, mais recentemente, com a Lei das Parcerias Público-Privadas (PPP) de 2020. Contratos BOT permitem ao investidor construir uma central, operá-la por um período que costuma ser de 20 a 30 anos e então transferi-la sem compensação para o governo [106].

As primeiras plantas BOT privadas começaram a operar no Vietnã entre 2003 (hidrelétrica de Can Don) e 2004 (usina a gás Phu My 3). A mais recente (usina a carvão Hai Duong 1) entrou em operação em 2020 [107]–[110].

O mecanismo é mais usado por investidores estrangeiros, devido a algumas vantagens como [106]:

- Possibilidade de denominar preços de contrato em moeda estrangeira.
- Para resolução de disputas decorrentes de contratos BOT, é possível selecionar organizações de arbitragem/mediação de fora do Vietnã. No passado, era possível inclusive escolher leis estrangeiras para governar o contrato BOT, se aprovado pelo Ministério da Justiça.

Qualquer agente (incluindo empresas estrangeiras ou estatais) pode propor projetos para consideração do Primeiro Ministro. Uma vez aprovado, a seleção do investidor ocorre através de leilão – exceto por circunstâncias especiais em que o Primeiro Ministro pode apontar diretamente o investidor responsável por realizar o projeto. Antigamente, tal concorrência só era necessária se mais de um investidor demonstrasse interesse no projeto. Após a seleção do investidor, ainda é necessário um longo processo de negociação (com duração esperada de alguns meses) para concluir o contrato BOT e acordos auxiliares [106].

Dentre os acordos auxiliares, está o PPA com a EVN, que estabelece que toda a energia gerada ao longo da duração do contrato BOT será comprada pela EVN, ao preço de contrato. Diferente do SPPA discutido na subseção anterior, não há um contrato por diferenças e, conseqüentemente, exposição ao preço *spot*. Como discutido na seção 4.6.2, essas plantas não realizam ofertas no mercado, sendo o NLDC responsável por determinar o despacho da usina respeitando seus limites técnicos [111].

FEED-IN-TARIFF (FIT)

O Vietnã introduziu um esquema de feed-in-tariff (FIT) para eólicas em 2011 (Decisão 37/2011/QD-TTg) e para solares em 2017 (Decisão 11/2017/QD-TTg). Geradores utilizando essas tecnologias podem assinar contratos PPA padrão com a EVN, que garantem um preço fixo pela energia entregue à rede. O preço pago varia de acordo à tecnologia e é estabelecido em decretos (sendo independente do SMP). Os valores atuais são mostrados na tabela abaixo, sendo ajustados conforme a variação cambial (VND/USD).

Tabela 18: Feed-in-tariffs no Vietnã [112]

Tecnologia	VND/kWh	USD/kWh
Solar padrão	1184.90	0.051
Solar flutuante	1508.27	0.065
Eólica <i>onshore</i>	1587.12	0.068
Eólica <i>offshore</i>	1815.95	0.078

A EVN é obrigada a comprar somente a eletricidade entregue. Ou seja, em caso de *curtailment* (por exemplo, se uma renovável não conseguir entregar energia por congestões na rede), não há pagamento [113].

O contrato tem duração de 20 anos a partir da entrada em operação comercial, podendo ser estendido ao fim do período [114], [115]. Para ser elegível ao PPA, a central deve estar incluída no *Power Development Plan* ou ser aprovada pelo Primeiro Ministro (ver seção 5.3.3).

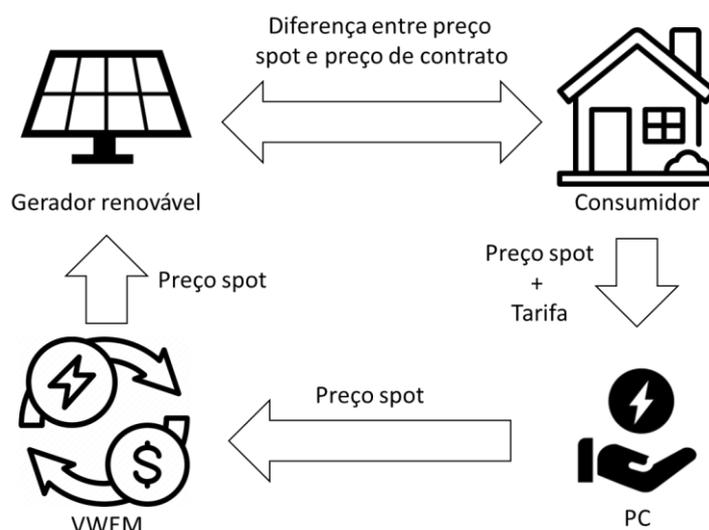
A política de *feed-in-tariffs* aumentou substancialmente os investimentos em renováveis no país, como será visto na seção 5.3.3.

DIRECT POWER PURCHASE AGREEMENT (DPPAS)

O governo do Vietnã vem discutindo desde ao menos 2017 implementar um programa de *direct power purchase agreements* (DPPAs) para renováveis: contratos diretos entre consumidores e geradores, sem o intermédio da EVN ou PCs [103].

Nesse mecanismo, um contrato por diferenças seria assinado diretamente entre um grande consumidor (comprador) e um gerador renovável, fixando um preço pela energia. O gerador venderia energia à respectiva PC no VWEM ao preço *spot* e o consumidor compraria essa energia da PC também ao preço *spot* (mais uma tarifa relacionada aos serviços de distribuição e transmissão). A diferença entre o preço *spot* e o preço de contrato seria liquidada diretamente entre o consumidor e o gerador. Assim, no saldo líquido, o gerador recebe o preço do contrato e o consumidor paga o mesmo preço (mais uma tarifa à PC). Além da energia, o consumidor recebe também um certificado de que seu consumo é renovável.

Figura 42: Fluxos financeiros do contrato DPPA. Fonte: Elaboração própria, baseado em [116]



O programa estaria restrito a consumidores industriais conectados em tensão igual ou superior a 22 kV

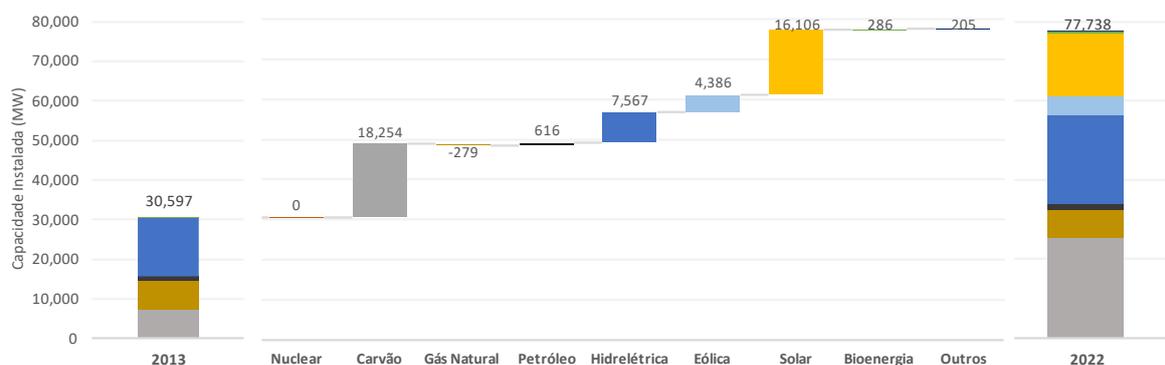
e a centrais eólicas e solares maiores que 30 W, desde que incluídas no *Power Development Plan* (ver seção 5.3.3) [116].

O MOIT tem trabalhado no esboço do contrato e de outros documentos e regulações necessários. Apesar disso, não há previsão para sua implementação [117].

5.6.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema mexicano mudou significativamente ao longo da última década, incorporando grandes quantidades de capacidade renovável e de usinas a gás natural, além de aposentar várias usinas térmicas convencionais ineficientes. Em 2013, o sistema contava com 30.6 GW de capacidade instalada, dos quais 49% eram centrais hidrelétricas, 24% termelétricas a gás natural, 23% usinas a carvão, 3% térmicas convencionais a combustíveis líquidos. Em 2022, o sistema passou a ter 77.7 GW, dos quais 33% de usinas a carvão, 29% hidrelétricas, 21% solares, 9% termelétricas a gás natural, 6% eólicas, e 2% centrais a combustíveis líquidos. As renováveis não convencionais passaram de menos de 0.5% para 27% na última década.

Figura 43: Evolução da capacidade instalada no México entre 2013 e 2022. Fonte: Elaboração própria com dados da EVN [118].



POWER DEVELOPMENT PLAN (PDP)

O PDP guia os investimentos nos setores de geração e transmissão no Vietnã. É elaborado pelo MOIT e entregue ao Primeiro Ministro para aprovação. Tem um horizonte de 10 anos, com uma visão de até 50 anos [119]. Até o momento, foram desenvolvidos oito PDPs, sendo o mais recente para o período 2021-2030, e visão para 2050. Seu primeiro esboço foi lançado em março de 2021, mas a versão final só foi aprovada em maio de 2023.

Qualquer investimento no setor elétrico deve ser consistente com o PDP. Projetos de geração ou transmissão que não estejam incluídos no PDP devem ser submetidos para aprovação do Primeiro Ministro – caso contrário, não obterão permissão para operar [113], [119].

O recém-lançado PDP 8 apresenta uma visão diferente da edição anterior. Enquanto o PDP 7 traçou o objetivo de “explorar as minas de carvão nacionais ao máximo para o desenvolvimento de termelétricas” [120], o PDP 8 não prevê a construção de nenhuma nova central até 2030 (exceto por aquelas que já estão em desenvolvimento) e espera que em 2050, o carvão não seja mais utilizado para geração elétrica. Para hidrelétricas, há previsão de algum crescimento, mas limitado (mais da metade do potencial hidrelétrico do país já foi explorado). Por outro lado, o PDP 8 destaca o papel de renováveis (especialmente eólicas) e de novas tecnologias (baterias, hidrogênio e amônia) nos novos investimentos [121]. Apesar das dificuldades enfrentadas para investimentos em centrais a gás natural, o PDP 8 segue

apostando nessa tecnologia. A previsão é de 37.6 GW instalados em 2030, fazendo dessa a fonte de maior participação na matriz elétrica. Até 2050, a maior parte dessas usinas seria convertida para hidrogênio [122].

FEED-IN-TARIFF E O RÁPIDO CRESCIMENTO RENOVÁVEL

A política de *feed-in-tariffs* (FiT) do Vietnã levou a um acelerado crescimento de centrais solares e eólicas nos últimos anos. Em 2018 o Vietnã possuía somente 86 MW de solares 243 MW de eólicas. Em 2020, a capacidade solar já havia saltado para mais de 16 GW. Entre 2020 e 2022, a capacidade eólica atingiu 4.7 GW. Assim, entre 2018 e 2022 a capacidade renovável cresceu 61 vezes. Já em 2019, o Vietnã superou a Tailândia como o país com maior capacidade eólica e solar do Sudeste Asiático [123].

A razão desse enorme crescimento está nas *feed-in-tariffs* bastante generosas que o governo aprovou para esse período – acima de FiTs de outros países da região. Ao mesmo tempo, o governo colocou prazos para que os projetos elegíveis à FiT entrassem em operação [123]:

- Projetos solares que entrassem em operação antes de junho de 2019 receberiam 93.5 USD/MWh;
- Projetos solares que entrassem antes de dezembro de 2020 receberiam entre 70.9 USD/MWh e 83.8 USD/MWh, a depender da tecnologia (solar de grande escala, flutuante, ou nos telhados);
- Projetos eólicos que entrassem antes de novembro de 2021 receberiam 85 USD/MWh (ou 98 USD/MWh no caso de eólicas off-shore).

Assim, houve uma corrida dos investidores para aproveitar a grande oportunidade de lucro permitida pelas FiTs²⁷. Diante do atraso na construção de plantas a gás e a carvão, a política de FiTs para o período buscava aumentar a capacidade renovável para evitar escassez de energia. O crescimento, entretanto, foi acima do que a rede de transmissão podia suportar. Atualmente, é necessário desconectar a energia renovável da rede durante picos de oferta, o que tem levado a prejuízos de alguns investidores. Ao mesmo tempo, muitos projetos não conseguiram atender aos prazos estipulados, em parte por conta das dificuldades impostas pela pandemia [124]. Esses geradores ficaram sem poder vender energia para a rede até janeiro de 2023, pois somente nesse mês o MOIT aprovou novas tarifas aplicáveis a esses projetos – com valores menores aos dos projetos que entraram no prazo [112].

5.7. BRASIL

5.7.1. PRODUTOS DE LONGO PRAZO (CONFIABILIDADE, ENERGIA LIMPA OU SIMILAR)

GARANTIA FÍSICA E LASTRO DE ENERGIA

No Brasil, não existe um “produto confiabilidade” explícito que possa ser comercializado, ao contrário do que ocorre em outros países. Em vez disso, a segurança de suprimento tem como base dois pilares básicos, que resultam em um “produto confiabilidade” *implícito* e atrelado à contratação de energia:

- O primeiro pilar determina que 100% do consumo de energia no sistema deve estar coberto por contratos. Isso vale tanto para o mercado regulado, quanto para o mercado livre.
- O segundo pilar determina que 100% da energia vendida sob a forma de contratos deve estar

²⁷ Em 2020, metade dos investimentos em renováveis foram de empresas estrangeiras [24].

lastreada por um certificado chamado garantia física. O Decreto 5.163/2004 definiu que todos os contratos de comercialização de energia elétrica devem apresentar, pela parte vendedora, montantes de lastro físico com o sistema correspondente a cem por cento da energia comercializada. Este lastro é denominado garantia física, pois é associado a cada empreendimento de geração habilitado a vender energia.

O lastro, ou a garantia física, de uma usina define a quantidade máxima de energia que a mesma pode vender. Portanto, deve corresponder a uma quantidade de energia que o gerador deve ser capaz de produzir sustentavelmente, mesmo em condições adversas, para garantir a segurança de suprimento.

A garantia física é determinada através de uma ponderação na geração de cada usina pelo custo marginal de operação vigente no momento da geração. A intuição desse cálculo é que uma geração a um preço mais alto (em uma situação de maior escassez do sistema) é mais valorizada do que uma geração em momento de pouca necessidade, e isso resulta em mais garantia física para a usina. A formulação básica para a determinação das garantias físicas é dada por:

$$GF_{Brasil} = \frac{\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t}{\mathbb{E}_t CMO_t}$$

Onde CMO_t representa o custo marginal de operação no período t , e G_t representa a geração no período t , e o valor esperado considera todo o período $t = 1, 2, \dots, T$.

Dessa maneira, uma usina cujo perfil de geração possui correlação positiva com o custo marginal de operação possui garantia física maior do que a sua geração média. O contrário acontece para usinas cujo perfil possui correlação negativa com o custo marginal de operação (CMO). A garantia física dos empreendimentos é publicada, a pedido dos interessados, pelo MME. As maiores usinas, em geral com potência superior a 30 MW, tem seus valores calculados pela EPE, uma vez que sua operação deve ser avaliada sob uma ótima sistemática. A publicação da garantia física enquadra-se como um dos pré-requisitos para participação dos empreendimentos nos leilões para atendimento ao ambiente regulado.

Os montantes, uma vez calculados, são passíveis de revisões ordinárias ou extraordinárias, sendo que cada tipo de fonte está sujeito a critérios e regras específicas. Em geral, essas revisões são influenciadas pelo desempenho das usinas ou atualização de dados ou parâmetros do sistema, com o nível de aversão a risco. Para as usinas hidrelétricas, as garantias físicas devem ser revistas a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária).

Outra função da garantia física, específica das hidrelétricas, sendo obrigatório para aquelas com potência superior a 30 MW, é seu emprego no fator de rateio no mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico, denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

ATRIBUTOS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

Analogamente ao que ocorre com o lastro e a garantia física no Brasil, também não existe um produto explícito para a representação dos certificados renováveis. Entretanto, há diferentes programas que na prática conferem um incentivo a estas fontes, o que poderia ser interpretado como uma valoração “implícita” do atributo – da mesma forma que o lastro não pode ser comercializado separadamente da energia, mas seu preço aparece embutido em todos os contratos de energia. O incentivo às renováveis no Brasil é conferido por meio de um desconto na tarifa fio (tanto do comprador quanto do vendedor de eletricidade), e portanto o preço de contratação de energia renovável (denominada “energia incentivada”, que confere tal desconto na tarifa fio) tende a ser sistematicamente superior ao preço de contratação de energia sem atributos especiais – uma diferença análoga a um “prêmio renovável”.

5.7.2. MERCADOS DE CONTRATOS E BOLSAS DE ENERGIA

O setor elétrico brasileiro atualmente é composto por dois ambientes de contratação de energia: regulado e livre, sendo o primeiro composto em sua maior parte por consumidores cativos conectados a distribuidoras, enquanto o segundo é composto pelos consumidores de maior porte que exerceram sua opção de migrar para o ambiente livre.

Além disso, atualmente, o Brasil não dispõe de uma estrutura de bolsa de energia com mecanismo de contraparte centralizada ou câmara de compensação. Os contratos de energia são firmados no formato balcão, sendo possível sua negociação no formato organizado utilizando plataformas de facilitação de negociação, na qual o risco de contraparte é assumido pelos envolvidos diretamente no contrato.

CONTRATOS DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO

Os contratos nesse ambiente são realizados mediante leilões promovidos pela ANEEL, sendo que nos casos de novos projetos (leilões de energia nova) participam apenas empreendimentos aprovados pela EPE e cujo certificados de energia (garantia física) tenham sido publicados pelo MME. Os leilões, sejam de energia nova ou existente, são realizados no modelo comprador único, em que a ANEEL, juntamente com o poder concedente, promove a contratação de energia para todas as distribuidoras que tenham declarado necessidade. Como regra geral todo crescimento de carga deve estar lastreado em contratos, sendo possível repassar para a tarifa até 5% de sobrecontratação, excetuando-se casos de exposição involuntária, como a migração de consumidores para o ambiente livre.

Esses contratos, que foram majoritariamente celebrados entre 2004 e 2022, têm prazos que variam de 15 a 30 anos. Os leilões de energia nova costumam ser celebrados com antecedência de 4 a 6 anos, enquanto os de energia existente são realizados 1 ou 2 anos antes da entrega da energia. De maneira geral, os contratos preveem uma parcela de remuneração fixa indexada a índices de inflação (IPCA).

CONTRATOS DE ENERGIA NO AMBIENTE LIVRE

Esses tipos de contratos são realizados bilateralmente entre os consumidores livres e outros agentes (em geral, comercializadores e geradores). Embora sejam contratos financeiros, não sendo aferida a entrega física da energia, devem estar lastreados em garantias físicas. Todos esses contratos devem ser registrados na CCEE, e as diferenças entre consumo/geração e a energia contratada, é liquidada ao preço de liquidação de diferenças (PLD), calculado diariamente em resolução horária pela CCEE.

Nos últimos anos, o ambiente livre sofreu um crescimento muito acentuado, especialmente devido à migração de consumidores que antes estavam no ambiente regulado e buscaram novas oportunidades. Esse movimento se deu majoritariamente motivado pela redução de custo de novas tecnologias de geração, que baratearam os preços de energia nova, deixando para trás contratos de tecnologias mais antigas que sofreram reajustes significativos pelos elevados índices de inflação.

CONTRATAÇÃO CENTRALIZADA (ENERGIA DE RESERVA E OUTROS)

Embora os leilões de energia sejam uma componente importante do mercado de contratação regulado descrito anteriormente, eles também têm sido utilizados no Brasil como um instrumento de política energética, para a contratação de determinadas fontes de geração de forma independente das necessidades de contratação das distribuidoras.

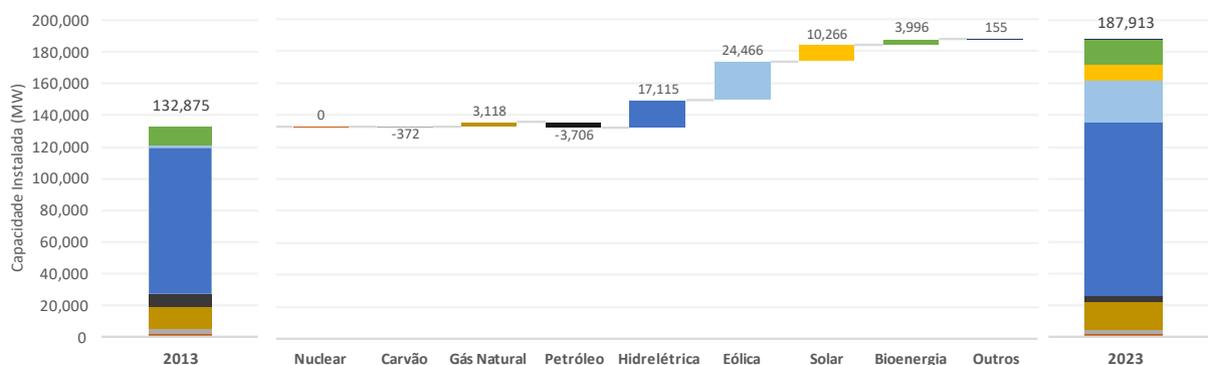
O mercado brasileiro dispõe de mecanismos básicos previstos em lei para a contratação de energia deste tipo com o objetivo de garantir a confiabilidade de longo prazo, seja em termos de energia ou, mais recentemente, de capacidade. Essas contratações foram regulamentadas pelos Decretos 6.353/2008 e

10.707/2021. Em ambos os casos, os leilões são realizados de forma centralizada e os custos dos contratos são arcados por todos os consumidores, independente do ambiente: livre ou regulado.

5.7.3. RESULTADOS DA EXPANSÃO RECENTE

O mix de capacidade instalada do sistema brasileiro teve como principal marco na última década a expansão das tecnologias renováveis não-convencionais. Ao todo, foram adicionados ao sistema cerca de 24.5 GW de capacidade eólica e 10.3 GW de capacidade solar, além de 17 GW de usinas hidrelétricas. Por outro lado, houve uma redução líquida na potência acumulada de usinas térmicas, apesar de uma ligeira expansão da geração a gás natural. Em 2013, o sistema contava com aproximadamente 132.88 GW de capacidade instalada, dos quais cerca de 20% de usinas termelétricas, 69% hidrelétricas, 9% de bioenergia e 2% de eólicas. Em 2023, o sistema totalizava aproximadamente 187.9 GW, dos quais 14% de usinas termelétricas, 58% hidrelétricas, 8% de bioenergia, 14% de eólicas e 6% de solares.

Figura 44: Evolução da capacidade instalada no Brasil entre 2013 em 2023. Fonte: Elaboração própria com dados do ONS [34].



Historicamente, a expansão do sistema brasileiro foi guiada pelos leilões para o ambiente de contratação regulada, que permitiu a construção de grandes usinas e a penetração de novas tecnologias, como eólica e fotovoltaica. Nos últimos 5 anos, no entanto, a expansão a partir do mercado livre se tornou o fator preponderante para garantir o crescimento da oferta de energia. Desta forma, a expansão centralizada via leilões tem se concentrado no atendimento a sistemas isolados e na garantia ao atendimento de requisitos comuns aos consumidores de energia de reserva e de capacidade, sendo que este último requisito até o momento foi atendido por usinas termelétricas novas ou em término de contrato.

Como mencionado anteriormente, ao longo da última década houve uma expansão expressiva de fontes de origem não-fóssil, especialmente hidrelétrica, eólica e fotovoltaica, dos quais cabe destacar:

- 17 GW de usinas hidrelétricas provenientes da conclusão das obras das usinas hidrelétricas da bacia amazônica: Belo Monte, Santo Antônio, Jirau, Teles Pires e São Manoel;
- 24 GW de parques eólicos, com destaque para os estados da região Nordeste que dispõe de fatores de capacidade bastante elevados para a fonte;
- 10 GW de fazendas solares, especialmente em estados da região Nordeste e norte do estado de Minas Gerais, com maior disponibilidade do recurso. Esta é a fonte que mais se expande no sistema, especialmente se considerarmos a parcela de micro e mini geração distribuída.

6. Relação com os recursos hídricos

O foco do presente capítulo é apresentar, para cada um dos países analisados, o quão relevantes são os recursos hídricos para os respectivos setores elétricos, e indicar que instituições estão envolvidas na dinâmica entre a operação do sistema e outras necessidades associadas aos usos múltiplos da água.

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 critério que usamos para distinguir que cascatas são unificadas ou separadas é a existência de uma hidrelétrica a jusante no mesmo país. No entanto, cabe mencionar que as cascatas Sre San e Srepok no Vietnã, representadas como independentes no nosso mapa, na prática possuem a usina Se San 2 no Camboja a jusante, de forma que poderiam ser unificadas se o critério utilizado fosse outro. Similarmente, as cascatas Paraná e Iguaçu no Brasil, representadas como independentes no nosso mapa, possuem a usina Yacyreta na Argentina a jusante, de forma que também poderiam ser unificadas. Além disso, caso fossem construídas novas usinas a jusante das cascatas representadas, seria possível unificar algumas bacias que foram representadas separadamente (Chile, Colômbia e Califórnia, por exemplo, têm bacias nessa situação).

O número de cascatas selecionadas variou bastante de um país a outro, buscando a parcimônia hidrelétrica mais complexo (no Brasil, por exemplo, foram selecionadas quatro importantes cascatas para análise). 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 internacionais²⁸. 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 sócio-econômicos 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 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

²⁸ Particularmente a base de dados do GDAT [133], do World Resources Institute [134], e do Global Energy Monitor [135], além de bases de dados especializadas para cada país.

elétrico, e nos mecanismos aplicáveis a grandes usinas (particularmente aplicáveis a grandes usinas com reservatório e com configuração em cascata)²⁹. 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).

6.2. CHILE

6.2.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

No desenvolvimento energético do Chile, a hidroeletricidade sempre ocupou um lugar de destaque na matriz energética elétrica nacional. Segundo estudos do Ministério de Energia, o potencial hidrelétrico bruto do país corresponde a aproximadamente 16 GW, concentrados majoritariamente nas bacias das regiões centro e sul do país. Não coincidentemente, estas são as localidades onde se encontra atualmente as maiores cascatas do país.

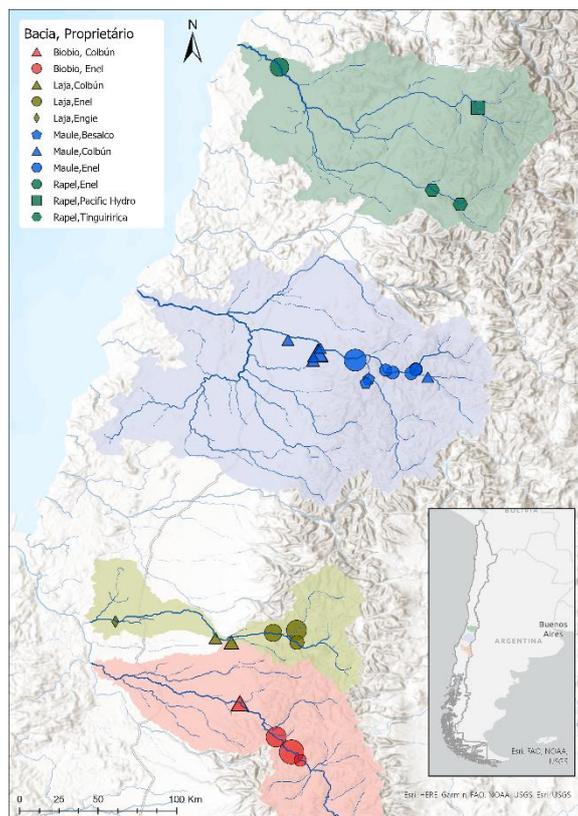
A Tabela 19 e o mapa da Figura 45 apresentam as principais características das 4 maiores cascatas: Biobío (curso principal do rio e afluente Laja), Maule e Rapel. Juntas, somam 16% da capacidade instalada total do país. Enquanto Rapel e Laja são compostas por poucas usinas, Biobío e Maule contam com aproximadamente uma dezena de usinas cada. Em todos os casos, no entanto, observa-se a presença de múltiplos proprietários em uma mesma cascata – o que se assimila a situação brasileira e adiciona complexidade a operação do sistema.

Tabela 19: Parâmetros das principais cascatas do sistema chileno.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Biobío 	10	4	2236 MW	7.0%	
Maule 	12	5	1202 MW	3.8%	
Rapel 	3	2	916 MW	2.9%	
Laja 	3	2	695 MW	2.2%	Afluente do rio Biobío (sem usina a jusante)

²⁹ Não é incomum que hidrelétricas menores tenham sua operação mais dependente das necessidades de outros usos da água, e muitas vezes são representadas como gerações fixas no problema de otimização do operador.

Figura 45: Mapa das principais cascatas do sistema chileno, com identificação de proprietários



6.2.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

A operação das importantes cascatas hidrelétricas do Rio Maule e do Rio Laja no Chile estão sujeitas aos chamados “convênios de irrigação”, que têm por finalidade regular o uso da água para irrigação e geração de eletricidade dessas hidrelétricas em função do volume dos reservatórios [125]. Essas restrições de operação são levadas em consideração na programação da operação, que calcula o valor da água (semanalmente) e determina a lista de ordem de despacho (diariamente) para a operação em tempo real [42].

As usinas hidrelétricas devem, portanto, informar ao CEN seus convênios de irrigação, além de demais acordos e restrições operativas que afetem sua disponibilidade, para a correta modelagem das centrais na programação da operação [42]. O modelo utilizado pelo CEN na programação considera, além de restrições físicas, como a capacidade dos reservatórios e a potência máxima de cada usina, os convênios de irrigação informados, que são modelados como metas de entrega pelas usinas, considerando penalidades por não cumprimento da demanda de irrigação na função objetivo do problema [125].

6.3. COREIA DO SUL

6.3.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A capacidade de geração hidrelétrica sul-coreana permanece praticamente idêntica ao longo da última década. A Tabela 20 e o mapa da Figura 45 apresentam as principais características das 2 maiores cascatas do: Han River e Nakdong, que juntas somam quase 4% da capacidade instalada total do país (as hidroelétricas como um todo somam 5%). Cada cascata conta com aproximadamente uma dezena de

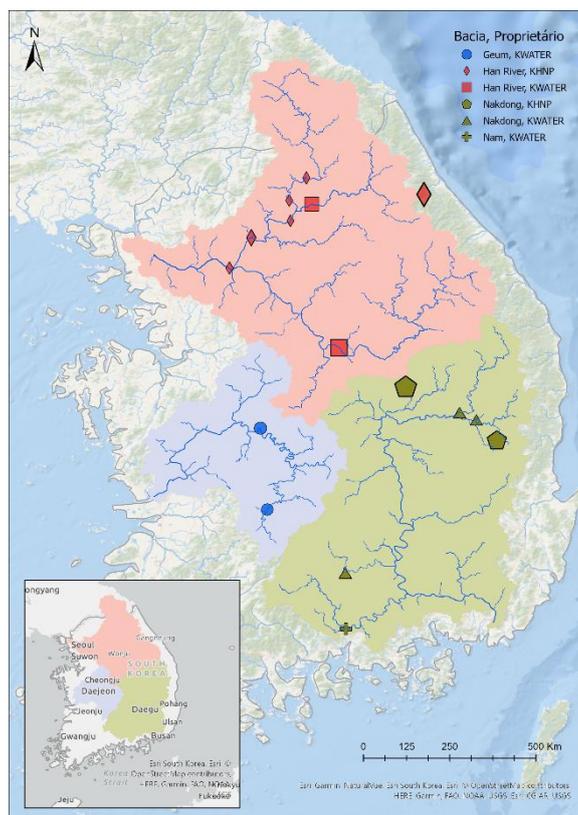
usinas e ambas são divididas entre K-Water e KHNP. Essas duas empresas dividem quase toda a capacidade de geração hídrica do país - outras empresas possuem apenas algumas PCHs.

A K-Water é a principal organização pública da Coreia do Sul especializada na gestão de recursos hídricos no país. Além da construção, operação e gestão dos ativos de geração de energia hidrelétrica, a empresa é responsável também pela: (i) construção, operação e gestão de instalações para o uso integral e desenvolvimento de recursos hídricos; (ii) construção e gestão de instalações de abastecimento de água metropolitanas, e (iii) operação terceirizada de rede local de água e esgoto. A KHNP, por sua vez, é uma das subsidiárias da estatal KEPCO, que permanece como maior empresa de energia do país (detém cerca de 70% da capacidade instalada atual). Assim, apesar da existência de mais de um dono em uma mesma cascata, as duas empresas são de propriedade do Governo, o que facilita a operação - visto que permanece sob uma mesma visão e interesse em termos de operação.

Tabela 20: Parâmetros das principais cascatas do sistema sul-coreano.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Han ■	11	2	2,351 MW	1.8%	
Nakdong ■	10	2	2,256 MW	1.7%	
Geum ■	2	1	110 MW	0.1%	

Figura 46: Mapa das principais cascatas do sistema sul-coreano, com identificação de proprietários.



A Coreia do Sul é um país montanhoso com um alto volume de precipitação (1.6 vezes maior que a média mundial). Dois terços das chuvas ocorrem no verão, de junho a setembro. Assim, mais do que gerar energia, o gerenciamento das bacias hidrográficas busca evitar inundações no verão e garantir o suprimento de água no restante do ano [126]. [70]. Nesse sentido, há reservatórios construídos com a

finalidade de evitar inundações e garantir o suprimento de água para usos agrícolas, domésticos e industriais, e que não estão ligados diretamente a usinas elétricas, conforme discutido em 6.3.2 a seguir.

6.3.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

A gestão dos recursos hídricos é responsabilidade conjunta de uma intrincada rede de atores governamentais, a começar pelos proprietários dos reservatórios, as estatais: a KHNP, a Korea Water Resources Corporation (K-Water) e a Korea Rural Community Corporation (KRCC):

- A KHNP, subsidiária da KEPCO, possui 5.3 GW de hidrelétricas e responde ao Ministério do Comércio, Indústria e Energia (MOTIE).
- A K-Water possui 1.1 GW de hidrelétricas, além de diversos reservatórios com propósitos distintos à geração elétrica (como controle de inundações e abastecimento de água), respondendo ao Ministério do Meio Ambiente (MOE).
- A KRCC é responsável pelo gerenciamento de alguns reservatórios para uso agrícola, e responde ao Ministério da Agricultura, Alimentação e Assuntos Rurais (MAFRA).

Existem quatro bacias principais na Coreia: a do rio Han³⁰, do Geum, do Yeongsan e do Nakdong. Em cada um deles, existe um Escritório de Controle de Inundações (FCO), um ente do MOE que faz medições em tempo real do *status* da bacia e de seus reservatórios, e previsões hidrológicas (quanto o nível da água deve subir e quando deve retroceder) e de enchentes. Esses entes produzem e gerem dados acerca dos rios, alertando as entidades responsáveis e grande mídia, caso necessário, do risco de alagamento.

Os FCOs podem instruir os proprietários dos reservatórios a tomar as medidas necessárias caso identifiquem riscos de inundação (no verão) ou desabastecimento (no restante do ano). Durante o verão, os proprietários não podem manipular comportas para controle de cheia sem aprovação prévia do respectivo FCO. Os FCOs são também responsáveis por elaborar planos anuais, trimestrais e mensais para operação integrada das respectivas cascatas, cobrindo aspectos relacionados às metas de nível da água e descarga, uso da água, entre outros.

A gerência dos recursos hídricos, até recentemente, era menos integrada, com múltiplos atores atingindo entendimento via acordos e regulações próprios. Eram comuns problemas como disputas interministeriais, sobreposição de regulamentos, departamentos com funções sobrepostas e uso ineficiente dos reservatórios [127]. A Coreia tem buscado resolver esses temas com uma integração cada vez maior dos trabalhos de todos os entes de governo. Nesse aspecto, em 2016 os reservatórios da KHNP passaram a ser operados em conjunto com os da K-Water. Em 2018, foram aprovados a *Lei Básica de Gestão da Água* e revisada a *Lei de Organização Governamental*, que redefiniram as responsabilidades de cada ministério, centralizando boa parte da autoridade acerca da quantidade e qualidade da água sob o MOE. Também foram criados os Comitês de Gerenciamento da Água em cada uma das quatro principais bacias, e um Comitê Nacional, para discutir e resolver disputas acerca de questões de uso da água [128].

6.4. EL SALVADOR

6.4.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

O rio Lempa é o principal rio de El Salvador, e sua bacia cobre quase metade do território salvadorenho.

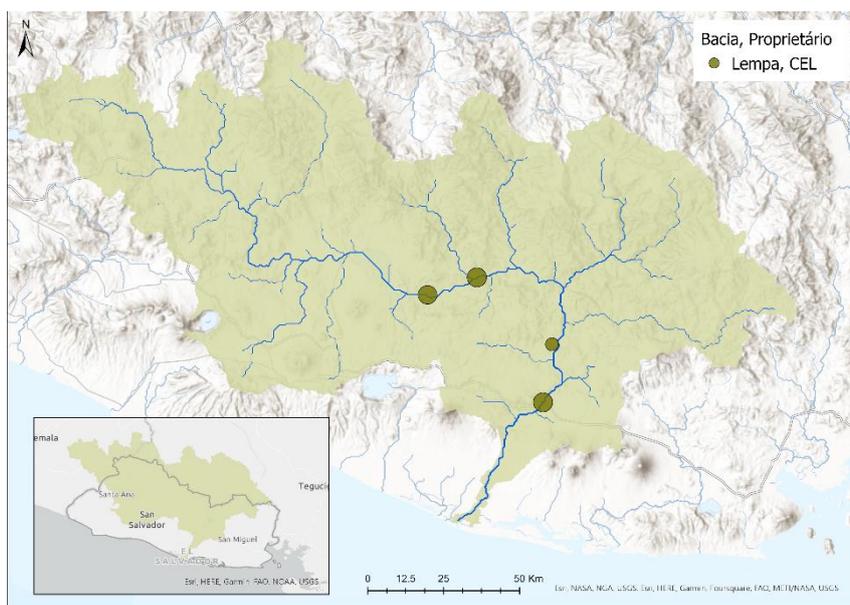
³⁰ O rio Han, entre seus diversos usos, abastece de água à capital Seul.

Além disso, perto de 80% da população do país vive em cidades, vilas e aldeias que estão em sua bacia, incluindo a capital, San Salvador. Todas as grandes usinas hidrelétricas do país estão localizadas ao longo do rio Lempa e são todas propriedades da empresa estatal CEL (*Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa*) – há algumas poucas usinas pequenas geridas por agentes privados.

Tabela 21: Parâmetros das principais cascatas do sistema salvadorenho.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Lempa ■	4	1	552 MW	22.5%	

Figura 47: Mapa das principais cascatas do sistema salvadorenho, com identificação de proprietários.



6.4.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

Em El Salvador, não existe nenhuma restrição explícita imposta a nível estatal para a utilização de água para a geração hidroelétrica atualmente. Em princípio, o Ministério de Meio Ambiente e Recursos Naturais (MARN) seria a entidade responsável por coordenar a gestão dos usos múltiplos da água – e, portanto, caso fosse necessário criar algum tipo de restrição ou nova regra operativa, provavelmente o MARN estaria envolvido nesta decisão.

Na prática, em geral a maior parte das decisões operativas relacionadas à gestão da cascata do Rio Lempa em El Salvador são tomadas a nível do operador do sistema (UT), que utiliza modelos computacionais para o cálculo do valor da água e operação do sistema. A estatal CEL, como proprietária das unidades geradoras, também tem um papel importante.

6.5. MÉXICO

6.5.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A energia hidrelétrica é historicamente bastante relevante no México, e atualmente corresponde a aproximadamente 15% da capacidade instalada nacional. O país conta com vários rios relevantes e com grande potencial hidrelétrico. A Tabela 22 e o mapa ilustrado na Figura 48 destacam as principais

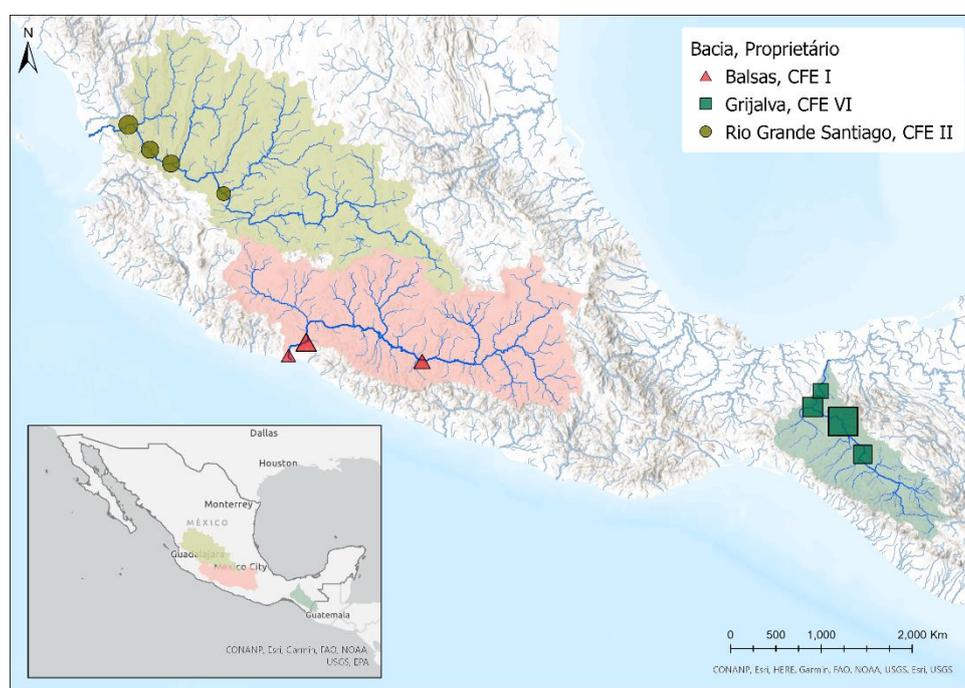
características das 3 principais cascatas do país: Grijalva, Rio Grande e Balsas, que juntas somam 11% (dos 15% totais) da capacidade instalada total do país.

Em termos de propriedade, após a última reforma, durante o desmembramento da CFE em suas subsidiárias, as usinas de cada cascata foram alocadas a uma mesma subsidiária da CFE. Assim, não há cascatas com múltiplos proprietários atualmente, o que reduz a complexidade da operação do sistema.

Tabela 22: Parâmetros das principais cascatas do sistema mexicano.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Grijalva ■	4	1	4,800	5.5%	
Rio Grande de Santiago ■	4	1	2,700	3.1%	
Balsas ■	3	1	2,120	2.4%	

Figura 48: Mapa das principais cascatas do sistema mexicano, com identificação de proprietários.



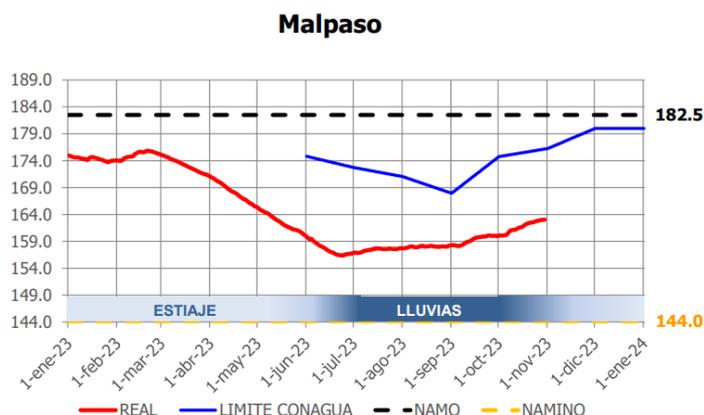
6.5.2.DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

No México, existe um órgão explicitamente responsável pela gestão integrada de recursos hídricos: trata-se da CONAGUA (Comissão Nacional da Água), que entre outras atribuições publica periodicamente um plano nacional hídrico de longo prazo (com horizonte típico de 5 anos). O CONAGUA também lidera um comitê (Comitê técnico de operação de obras hidráulicas), com participação do operador CENACE e da CFE proprietária das hidrelétricas, que é responsável pelo estabelecimento de restrições hídricas e parâmetros para a representação da disponibilidade hídrica para a operação do setor elétrico. Em particular, a representação de usos consuntivos da água (irrigação, consumo humano e outros) é informada pelo CONAGUA.

Um dos principais tipos de restrição imposta pelo CONAGUA à gestão dos reservatórios é a imposição de um “volume de espera” para controle de cheias, que na prática é tratado como uma restrição “hard”

para a operação. A Figura 49 apresenta esta restrição como uma linha azul no gráfico que mostra a evolução ao longo do tempo da operação do reservatório de Malpaso, localizado no rio Grijalva. A linha em vermelho no mesmo gráfico ilustra o histórico real da operação ao longo de 2023 (que deve necessariamente estar sempre abaixo da linha azul). Nota-se que o limite máximo é imposto apenas a partir do mês de julho.

Figura 49: Exemplo ilustrativo de histórico de operação do reservatório de Malpaso (em vermelho) comparado com o limite máximo operativo (em azul) [129].



Todo o conjunto de restrições da operação hidrelétrica é levado em consideração pelo operador (CENACE), que executa um modelo de médio prazo para estimar o valor da água, utilizado para a operação hidrelétrica [59]. É interessante observar que, embora a regra de mercado do México estabeleça que, para efeito de mercado de curto prazo, o valor da água deva ser informado pelos agentes proprietários (como explorado na seção 4.5), esta separação de atribuições ainda não ocorre em definitivo – já que o cálculo do valor da água é feito pelo operador de forma centralizada, e não por cada subsidiária da CFE com ênfase na sua própria cascata e perspectivas para o futuro.

6.6. VIETNÃ

6.6.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A hidroeletricidade é uma fonte de grande relevância no sistema vietnamita, representando quase 30% da capacidade instalada atual do país. De acordo com estudos oficiais, as fontes hidroelétricas no Vietnã têm potencial de até 40 GW e a expectativa é que a capacidade instalada no país, incluindo pequenas centrais, atinja quase 30 GW até 2030. Atualmente, grandes projetos hidroelétricos com capacidade superior a 100 MW já foram quase totalmente explorados. O principal foco para novos investimentos são expansão de centrais existentes e construção de usinas reversíveis.

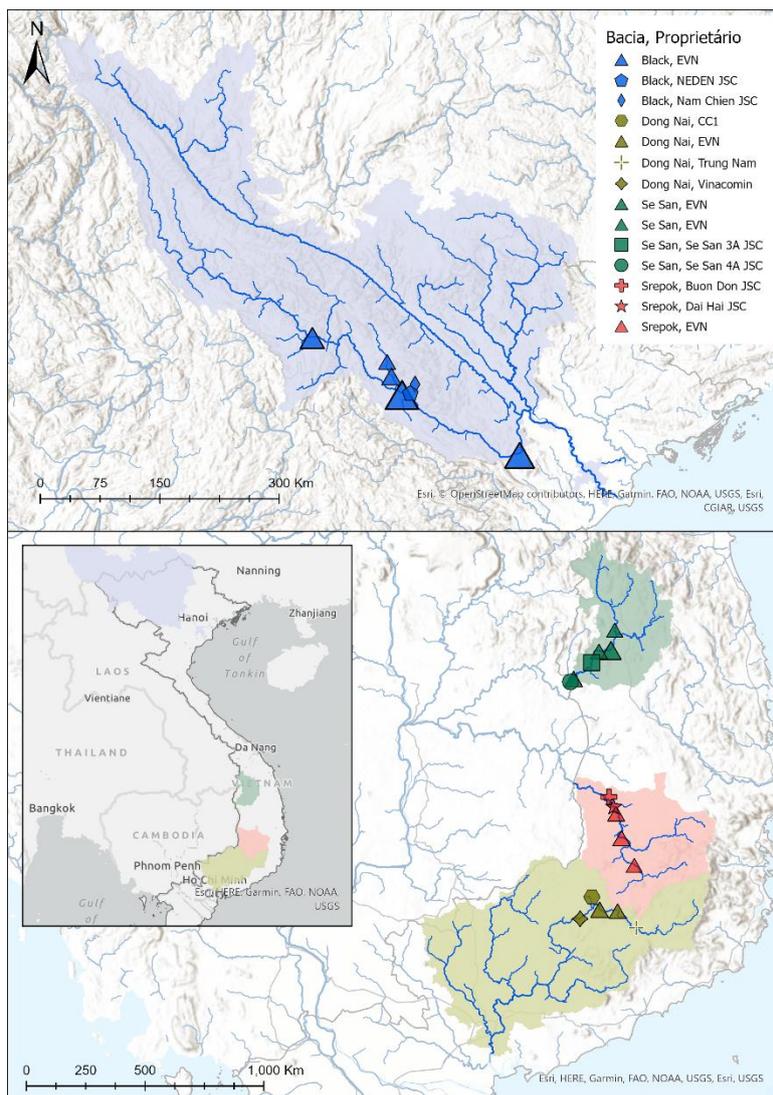
A Tabela 23 e o mapa ilustrado na Figura 50 destacam as principais características das 4 principais cascatas do país: Rio Da (conhecido como “Black River” ou Rio Negro), Se San, Srepok e Dong Nai, que juntas somam 13% da capacidade instalada total do país. Apesar da presença da estatal EVN ser muito importante, observa-se a presença de múltiplos proprietários em todas as cascatas analisadas. É uma prática comum no Vietnã estabelecer consórcios ou uma empresa específica para a construção das usinas.

Recentemente, estabeleceu-se o procedimento de operação entre reservatórios para cascatas hidroelétricas para todas as bacias hidrográficas, conforme será descrito em 6.6.2.

Tabela 23: Parâmetros das principais cascatas do sistema vietnamita.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Black ■	7	3	6,492	8.5%	
Se San ■	6	4	1,611	2.1%	Afluente rio Mekong
Dong Nai ■	5	4	884	1.2%	
Srepok ■	5	3	730	1.0%	Afluente rio Mekong

Figura 50: Mapa das principais cascatas do sistema vietnamita, com identificação de proprietários.



6.6.2. DINÂMICA DE USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA

De acordo com a regulação atual, é responsabilidade das hidrelétricas participantes do mercado garantir o abastecimento de água a jusante (e cumprir com outras restrições hidrológicas) conforme exigido pelas autoridades competentes. Para isso, é exigido que o primeiro patamar da oferta tenha preço mínimo (0 VND/kWh, como visto na seção 4.6.1) e quantidade igual ao requisito de abastecimento de água a jusante.

Existem regras especiais para três tipos de usinas hidrelétricas:

- SMHPs (*strategic multipurpose hydropower plants*): Elas não participam diretamente do mercado
- Hidrelétricas que usam água de reservatórios de irrigação e possuem exigências especiais dos órgãos estatais competentes: Nesses casos, a ERAV (*Electricity Regulatory Authority*, ver seção 3.6.2) é responsável por reportar ao Ministério (MOIT, ver seção 3.6.2) para considerar e decidir sobre a forma de participação da usina no mercado elétrico em cada ano.
- Hidrelétricas em cascata: Para hidrelétricas em cascata³¹, o valor da água é definido como o valor da água do maior reservatório da cascata. Nesse caso, é esse o valor que será calculado semanalmente pelo operador (o NLDC, ver seção 3.6.2). As hidrelétricas da cascata devem escolher, em comum acordo, uma delas para realizar as ofertas diárias. Ou seja, há uma oferta comum para toda a cascata, enviada pela unidade encarregada de representar todas as usinas na cascata. Essa unidade é selecionada por negociações entre as usinas e informada às autoridades no momento de registro da usina representativa no mercado.

Ainda no tocante aos usos múltiplos da água, vale observar que, após a elaboração do Programa de Geração para o Dia Seguinte, agências governamentais podem exigir a alteração do despacho de plantas SMHPs para propósitos de irrigação e controle de inundação.

6.7. BRASIL

6.7.1. CARACTERIZAÇÃO DAS CASCATAS HIDRELÉTRICAS

O Brasil possui uma vasta diversidade hídrica e enorme potencial de geração de energia com essa fonte. As principais bacias hidrográficas do país, que detêm a maior capacidade instalada e capacidade de armazenamento, concentram-se nos subsistemas Sudeste e Centro-oeste, que concentra cerca de 70% da energia armazenável máxima do sistema.

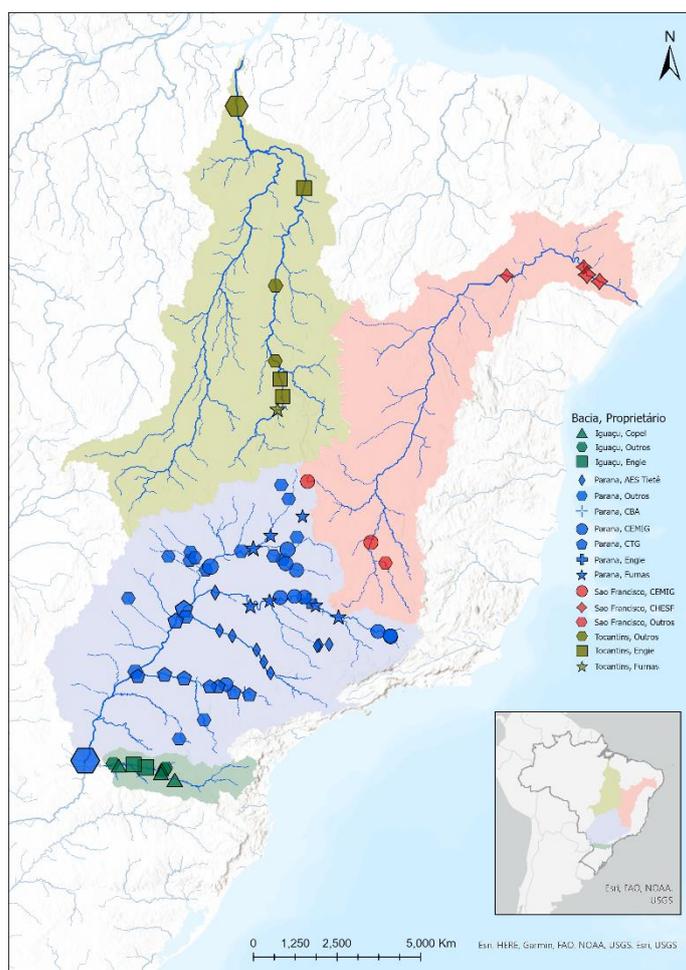
Apesar da existência de múltiplas bacias no país, destacamos na Figura 51 e no mapa da Tabela 24 a seguir as mais relevantes em termos de capacidade de geração. São elas: Paraná, Tocantins, São Francisco e Iguaçu. A cascata do Paraná é a maior delas, contendo mais de 50 usinas, que totalizam mais de 20% da capacidade instalada do país. Além disso, existe um fator extremamente relevante para a operação que é a existência de múltiplas empresas proprietárias de centrais hidrelétricas na mesma cascata – o que ocorre em todos os casos analisados.

³¹ A regulação define um grupo de hidrelétricas em cascata como uma coleção de hidrelétricas em que a água descarregada do reservatório a montante representa toda ou a maior parte da água que flui para o reservatório da usina a jusante e entre elas ou abaixo delas não há reservatório capaz de regular a água por mais de uma semana.

Tabela 24: Parâmetros das principais cascatas do sistema brasileiro.

Cascata	# usinas	# donos	Potência hidrelétrica	%capacidade instalada país	OBS's
Paraná 	57	22	41,210	21.9%	Inclui Itaipu (14 GW)
Tocantins 	7	5	12,991	6.9%	Inclui Tucuruí (8.5 GW)
São Francisco 	7	3	10,556	5.6%	Estratégica para o NE
Iguaçu 	9	4	7,265	3.9%	

Figura 51: Mapa das principais cascatas do sistema brasileiro, com identificação de proprietários.



A grande bacia do rio Paraná é a que concentra a maior parte da capacidade de geração hidrelétrica construída do país, incluindo a UHE Itaipu. Também se encontram em seus afluentes os maiores reservatórios do subsistema como: Furnas, Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara. Atualmente o ONS coordena a operação desses reservatórios de forma conjunta, de forma a garantir o atendimento energético de maneira otimizada, assegurando o atendimento aos demais usuários da bacia, o que torna um relevante desafio em anos de maior escassez, como nos biênios 2013/2014 e 2020/2021.

Destaca-se também a bacia do rio São Francisco, que detêm 17% da capacidade de armazenamento do sistema, possuindo importância estratégica para o atendimento energético e hídrico da região Nordeste do país. Decorrente da crise hídrica verificada na bacia de 2013 a 2019, a Agência Nacional de Águas e

ANA estabeleceu regras que restringem significativamente a operação dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho: até 60% dos níveis de armazenamento a operação é normal; a partir daí, iniciam-se restrições na máxima vazão; quando os níveis atingem valores críticos (30% ou menos), se prevêem iterações contínuas entre ANA, ONS e demais usuários da bacia para definir a operação desses reservatórios em situação de crise.

Além das resoluções das condições de operação, a ANA fornece também uma plataforma web que permite o acompanhamento da operação dos principais reservatórios do Brasil (o SAR).

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, foi feita esta análise comparativa com foco em um grupo de países que aplicam a formação de preços “baseada em custos”, bem como 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 e que devem ser levadas em conta na análise.

Como talvez fosse de se esperar no contexto de mercados elétricos baseados em custos, muitos destes países ainda têm traços de um mercado mais centralizado. No México, Coreia do Sul, e Vietnã, subsidiárias de uma grande empresa estatal ainda dominam o setor de geração; e em El Salvador, México e Brasil ainda há um papel crucial do operador centralizado no cálculo do custo de oportunidade da água para o conjunto de hidrelétricas do sistema. Muitos destes mercados tomaram passos importantes na direção de ao menos acomodar uma maior descentralização, o que pode ser uma estratégia interessante de se avaliar em mais detalhe – Vietnã e México em particular criaram estruturas para os seus mercados de curto prazo que são perfeitamente *compatíveis* com o uso de ofertas de geradores para a gestão dos recursos hídricos, ainda que na prática mecanismos centralizados ainda tenham um papel mais importante. Tais mecanismos, na teoria e na prática, podem ser contrastados com os mecanismos adotados em países que adotam formação de preço por oferta, como será explorado no relatório e3r.

Merece destaque ainda a observação que há diferentes *formas* de se aplicar um mercado baseado em custos, muitas das quais podem até mesmo ser classificadas como implementações de mercado “híbrido”. Como explorado nas classificações de elementos de desenho apresentadas no capítulo 4, há bastante diferença entre mecanismos em que os agentes não podem revisar seus parâmetros operativos em nenhuma circunstância e mecanismos em que os agentes podem revisar tais parâmetros “esporadicamente”, ou dentro de um espaço mais limitado de valores (validação contra os parâmetros auditados centralizadamente, mas aplicando um critério de *tolerância*). Vale notar ainda que, à medida que os problemas de otimização utilizados para o despacho e formação de preço do setor elétrico tornam-se mais complexos, alguns dos elementos representados tornam-se mais difíceis de ser validados centralizadamente pelo operador. Chama a atenção em particular o caso do Chile, que adota na prática uma componente “por ofertas” dentro do seu mercado “por custos” no que diz respeito à representação do mercado de reserva.

Ainda no contexto do contraste entre as implementações “por custo” e “por oferta”, a experiência de El Salvador é particularmente interessante, por representar um país que fez exatamente o caminho contrário do que está sendo estudado pelo Brasil hoje – de migrar de um mecanismo “por oferta” para um mecanismo “por custo” (como explorado na seção 3.4.4). Evidentemente, há diversas ressalvas a esta comparação – já que a experiência negativa de El Salvador ocorreu há mais de 20 anos atrás, em um país muito menor e com muito menos recursos do que o Brasil. Entretanto, ela pode ser usada como indicador de algumas das principais “armadilhas” que podem ser implementadas – em particular, observando que simplesmente introduzir os incentivos e meios para os agentes inovarem (no que diz respeito à sua atuação no mercado de curto prazo de energia) pode não ser suficiente para que tais inovações aconteçam, particularmente em um ambiente de alta concentração de mercado e em que os agentes não são adequadamente penalizados.

8. Referências Bibliográficas

- [1] SIGET, “Boletín de Estadísticas Eléctricas”, dez. 2022.
- [2] SENER, “PRODESEN 2023-2037”. maio 31, 2023.
- [3] EPSIS, “Generation capacity by generator”. Acesso em: set. 01, 2023. [Online]. Disponível em: <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkpoBcrGrid.do?menuId=020400>
- [4] CNE, “Reporte Capacidad Instalada Generación”. jul. 01, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
- [5] AME, “Asociación Mexicana de Energía”. [Online]. Disponível em: <https://www.amenergia.org/>
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo Marginal Real”. Acesso em: out. 01, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- [7] IEA, “Korea 2020 Energy Policy Review”, *IEA Energy Polic. Rev.*, out. 2020, doi: 10.1787/2f15bd8f-en.
- [8] IEA e KEEL, “Korea Electricity Security Review”, p. 116, fev. 2021, doi: 10.1787/c26a51c6-en.
- [9] KPX, “Electricity market statistics for 2022”, Electric Power Statistics Information System, mar. 2023. Acesso em: jul. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkifBoardList.do?menuId=080401&boardId=040100>
- [10] C. Min, “Impact Analysis of Transmission Congestion on Power System Flexibility in Korea”, *Energies*, vol. 13, p. 11, 2020, doi: 10.3390/en13092191.
- [11] R. Pittman, “Which direction for South Korean electricity policy?”, *Korean Energy Economic Review*, vol. 13, nº 1, p. 145–178, mar. 2014.
- [12] E. Kuneman, W. Acworth, T. Bernstein, e A. Boute, “The Korea Emissions Trading System and electricity market: influence of market structures and market regulation on the carbon market”, Umweltbundesamt, maio 2021. Acesso em: ago. 30, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_36-2021_case_study_korea.pdf
- [13] “KEPCO website”. Acesso em: ago. 02, 2023. [Online]. Disponível em: <https://home.kepco.co.kr/kepco/EN/main.do>
- [14] EPSIS, “Electric Power Statistics Information System website”. Acesso em: ago. 09, 2023. [Online]. Disponível em: <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkccIntroEn.do?menuId=090101>
- [15] J. Moon e T. Y. Jung, “A critical review of Korea’s long-term contract for renewable energy auctions: The relationship between the import price of liquefied natural gas and system marginal price”, *Util. Polic.*, vol. 67, p. 101132, 2020, doi: 10.1016/j.jup.2020.101132.

- [16] UT, “Precio MRS promedio diario”. [Online]. Disponível em: <https://www.ut.com.sv/spot-promedio-diario-2>
- [17] C. G. de los E. U. Mexicanos, “LSPEE”. dez. 22, 1975.
- [18] CFE, “Informe Anual CFE 2022”. dez. 31, 2022.
- [19] CENACE, “Precios MDA”. [Online]. Disponível em: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>
- [20] W. Bank, “World Bank (Commodity Markets)”. [Online]. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
- [21] Asian Development Bank, “Assessment of power sector reforms in Viet Nam: Country Report”, Mandaluyong City, Philippines, 2015.
- [22] A. D. Lee e F. Gerner, “Learning from Power Sector Reform Experiences: The Case of Vietnam”, Washington, DC, mar. 2020. Acesso em: set. 28, 2023. [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10986/33412>
- [23] EVN, “EVN Annual Report 2021”, out. 2021. Acesso em: set. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://en.evn.com.vn/c3/gioi-thieu-l/Annual-Report-6-13.aspx>
- [24] M. Barnes, “Vietnam’s Electricity Sector: Challenges and Prospects for Foreign Investment”. Acesso em: out. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-electricity-sector-2023.html/>
- [25] Amperes, “The Implications of separating NLDC from EVN”. ago. 18, 2023. Acesso em: out. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://static1.squarespace.com/static/5f62d860ecbb751891dfd7fd/t/64e42304911a8f2086322217/1692672773899/The+Implications+of+NLDC%27s+seraparation+from+EVN.pdf>
- [26] Viet Nam News, “Trung Nam Group to lead the renewable energy industry in Việt Nam”. Acesso em: out. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://vietnamnews.vn/economy/1351739/trung-nam-group-to-lead-the-renewable-energy-industry-in-viet-nam.html>
- [27] “EVN Genco 3 reports unsuccessful IPO”, Vietnam Investment Review. Acesso em: out. 02, 2023. [Online]. Disponível em: <https://vir.com.vn/evn-genco-3-reports-unsuccessful-ipo-56204.html>
- [28] EIA, “EIA International: Vietnam”. Acesso em: out. 09, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/VNM>
- [29] VNDirect Research, “Electricity industry: ready for green growth”, Ha Noi, dez. 2022. Acesso em: out. 27, 2023. [Online]. Disponível em: https://cafef1.mediacdvn.vn/Images/Uploaded/DuLieuDownload/PhanTichBaoCao/Dien_081222_VNDS13122022154146.pdf
- [30] VNDirect Research, “Power sector: Firing up thermal power”, abr. 2023. Acesso em: out. 27,

2023. [Online]. Disponível em:

https://www.vndirect.com.vn/cmsupload/beta/Power_Sectornote_20230411.pdf

[31] National Load Dispatch Center, “Updates on Vietnam power system and electricity market operation”. 2022. Acesso em: out. 04, 2023. [Online]. Disponível em: https://vepg.vn/wp-content/uploads/2023/06/EN_NLDC_Updates-on-Vietnam-Power-System-and-Electricity-Market.pdf

[32] P. M. Thang, “Vietnam power sector reform and competitive market development”. 2018. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em:

https://energypedia.info/images/3/32/Slide_of_VN_Power_Sector_Reform_for_Market_Mr_Thang.pptx

[33] N. T. Son, “Electricity price policy, Vietnam electricity market - Some issues that need attention today”, Vietnam Energy Magazine. Acesso em: out. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://nangluongvietnam.vn/chinh-sach-gia-dien-thi-truong-dien-viet-nam-mot-so-van-de-can-quan-tam-hien-nay-30428.html>

[34] ONS, “O Sistema em números”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

[35] ANEEL, “Composição Societária - Polímero”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/composicao-societaria-polimero>

[36] Engie, “Atividades: Geração de energia”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://www.engie.com.br/atividades/geracao-de-energia/>

[37] Eletrobras, “Empresas Eletrobras”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Empresas-Eletobras.aspx>

[38] Petrobras, “Gás: conheça tudo sobre um mercado cheio de transformações”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/gas>

[39] CTG, “Operações”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://www.ctgbr.com.br/operacoes/>

[40] ENBPar, “Áreas de atuação”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://enbpar.gov.br/>

[41] CCEE, “InfoPLD”. Acesso em: nov. 06, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>

[42] Ministerio de Energía, “Reglamento 125 - Coordinación y Operación del SEN”, dez. 2017.

[43] CNE, “Norma técnica de coordinación y operación”, ago. 2021.

[44] CNE, “Norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional: capítulo sobre declaración de costos variables”, jun. 2023.

[45] Coordinador Eléctrico Nacional, “Procedimiento Interno: Prorrata de Generación de Centrales

de Igual Costo Variable”, jul. 2023.

[46] Vinken Dictuc, “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional”, dez. 2021.

[47] Coordinador Eléctrico Nacional, “Bases administrativas de subastas de control de frecuencia”, jul. 2021.

[48] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reglas de operación de SSSC en tiempo real”, jun. 2021.

[49] CNE, “Definiciones SSSC”, maio 2017.

[50] Coordinador Eléctrico Nacional, “Manual de Procedimientos - Programación Semanal”.

[51] Coordinador Eléctrico Nacional, “Manual de Procedimientos - Programación de Corto Plazo”.

[52] KPX, “Korean Electricity Market Overview and Challenges”, out. 2019. Acesso em: ago. 09, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a20601000000&bid=0058&act=view&list_no=59573&tag=&nPage=1

[53] “KPX website”. Acesso em: ago. 02, 2023. [Online]. Disponível em: <https://new.kpx.or.kr/menu.es?mid=a20101010000>

[54] KPX, *Electricity Market Operation Rules*. 2023. Acesso em: ago. 07, 2023. [Online]. Disponível em: <https://marketrule.kpx.or.kr/lmxsrv/main/main.do>

[55] SmartGrid Standardization Forum, “Forecast/settlement service market”. Acesso em: dez. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.ksga.org/sgstandard/framework/03/09/04.do>

[56] M. de Economía, “Decreto Ejecutivo 57 de 2006”. jun. 01, 2006.

[57] UT, “ROBCP”. jul. 31, 2011.

[58] SENER, “Bases del Mercado Eléctrico”. set. 08, 2015.

[59] SENER, “Manual de Costos de Oportunidad”. out. 16, 2017.

[60] SENER, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo”. jun. 17, 2016.

[61] CENACE, “Planeacion Operativa de Mediano Plazo (agosto de 2022)”. ago. 31, 2022.

[62] Ministry of Industry and Trade, “Real-time mobilization and operations scheduling process”. set. 24, 2021. Acesso em: set. 27, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.erav.vn/van-ban-QPPL-nganh-dien?Page=4>

[63] Ministry of Industry and Trade, “Circular 45/2018/TT-BCT”. nov. 15, 2018. Acesso em: out. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Thong-tu-45-2018-TT-BCT-quy-dinh-van-hanh-thi-truong-ban-buon-dien-canh-tranh-332143.aspx>

[64] Ministry of Industry and Trade, “Decision 77/QD-DTDL: Promotion of water value calculation

- procedures”. nov. 13, 2017. Acesso em: dez. 22, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-chinh-nha-nuoc/Quy-dinh-77-QD-DTDL-2017-Quy-trinh-tinh-toan-gia-tri-nuoc-426291.aspx>
- [65] IES, “Assessment of Full VCGM Outcomes - Final Report”, nov. 2012.
- [66] CNE, “Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras”, jan. 2016.
- [67] CNE, “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo - Segundo Semestre 2023”, ago. 2023.
- [68] NARVIK, “Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados”, dez. 2017.
- [69] Ministerio de Economía, “Ley 20,257 Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales”, abr. 2008.
- [70] Ministerio de Energía, “Ley 20,698 Ampliación de la Matriz Energética Mediante Fuentes Renovables no Convencionales”, out. 2013.
- [71] Coordinador Eléctrico Nacional, “Balance Definitivo Anual ERNC 2022”. abr. 11, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/balance-ernc/balance-anual/2022-balance-anual/>
- [72] CNE, “Tarificación Electricidad”. Acesso em: dez. 01, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- [73] Coordinador Eléctrico Nacional, “Ventas de Energía (Mercado regulado y libre)”.
- [74] CNE, “Bases de Licitación de Suministro 2023/01 (Res. Ex. CNE 490)”, out. 2023.
- [75] K. Jin-cheol, “Capacity price environmental contribution... Deleted 6 years after introduction”, Energy Times. Acesso em: set. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.energytimes.kr/news/articleView.html?idxno=61856>
- [76] Shin & Kim, “Development in Korean Direct PPAs”. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.shinkim.com/eng/media/newsletter/1971>
- [77] KNREC, “Fixed price contract bidding system”. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.knrec.or.kr/biz/introduce/new_rps/intro_price.do?gubun=A
- [78] ICAP, “Korea Emissions Trading Scheme”. Acesso em: ago. 30, 2023. [Online]. Disponível em: <https://icapcarbonaction.com/en/ets/korea-emissions-trading-scheme>
- [79] J. Hyun e H. Oh, “Korea’s Emission Trading System: An Attempt of Non-Annex I Party Countries to Reduce GHG Emissions Voluntarily”, 2015. Acesso em: ago. 30, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.thepmr.org/content/background-paper-koreas-emission-trading-system-attempt-non-annex-i-party-countries-reduce>
- [80] CNI, “Mercado de carbono: análise de experiências internacionais”, Brasília, 2021. Acesso em: ago. 30, 2023. [Online]. Disponível em:

<https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2021/9/mercado-de-carbono-analise-de-experiencias-internacionais/#mercado-de-carbono-analise-de-experiencias-internacionais%20>

[81] S. Kim, Y. S. Kim, e S. Park, “The Renewable Energy Law Review: South Korea”. Acesso em: ago. 25, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thelawreviews.co.uk/title/the-renewable-energy-law-review/south-korea>

[82] CoREi, “Guideline for Corporate Renewable Energy Procurement in Korea”. 2022. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: http://www.wwfkorea.or.kr/data/file/english_report/1794572195_nShZMWu1_c6893511ba09d55373c7245ca0d2a7addc1ea2fe.pdf

[83] Y. K. Cho, “Curtain Rises on RE100 in Korea”. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.kimchang.com/en/insights/detail.kc?curPage=4&sch_section=4&idx=22355&sch_cate_idx arr=148&sch_date=&scroll=2691.199951171875&index=N&cate_title=Energy&sch_nm=

[84] C. S. Kwon e M.-Y. Oh, “Korea Greenlights Green PPAs and Opens Door for More Aggressive RPS”. Acesso em: set. 05, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.kimchang.com/en/insights/detail.kc?sch_section=4&idx=23155

[85] MOTIE, “Guidelines set for Third Party PPAs”. ago. 28, 2023. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.motie.go.kr/motie/ms/nt/gosi/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=64451&bbs_cd_n=5¤tPage=1

[86] MOTIE, “Notification on Direct Power Trading by Renewable Energy Power Suppliers”. set. 01, 2022. Acesso em: set. 08, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.motie.go.kr/motie/gov_info/gov_openinfo/sajun/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=64190&bbs_cd_n=5

[87] MOTIE, “The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2017 - 2031)”. dez. 31, 2017.

[88] IEA e KEEL, “Strategies for Coal Transition in Korea”, mar. 2023. Acesso em: jul. 28, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/strategies-for-coal-transition-in-korea>

[89] M. de Economía, “Reglamento de la Ley General de Electricidad”. jul. 25, 1997.

[90] SENER, “Manual del Mercado para el Balance de Potencia”. set. 22, 2016.

[91] C. G. de los E. U. Mexicanos, “LIE”. ago. 11, 2014.

[92] CRE, “Requisito CEL 2023”. nov. 22, 2022.

[93] SENER, “Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de CCE”. jan. 20, 2017.

[94] CRE, “Montos Mínimos de CCE”. mar. 10, 2016.

[95] SENER, “Manual de Subastas de Mediano Plazo”. jun. 12, 2017.

- [96] SENER, “Manual de Subastas de Largo Plazo”. nov. 19, 2015.
- [97] SENER, “PRODESEN 2015-2029”. maio 31, 2015.
- [98] M. Ha-Duong e N. T. Nhien, “Renewable Energy Law and Auctions in Vietnam”, Vietnam Initiative for Energy Transition, jun. 2019. Acesso em: out. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://hal.science/hal-03088132/document>
- [99] B. Truong, “Vietnam’s Carbon Market: Progress Report”, Vietnam Briefing from Dezan Shira and Associates. Acesso em: out. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-carbon-market-2023.html/>
- [100] Ministry of Industry and Trade, “Decision 238/QD-DTDL 2 on the approval of the 2023 Electricity Market Operation Plan”. dez. 30, 2022. Acesso em: out. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://luatvietnam.vn/dien-luc/quyet-dinh-238-qd-dtdl-cuc-dieu-tiet-dien-luc-241179-d1.html>
- [101] World Bank, “VN-Power Sector Reform DPO”, jul. 2015. Acesso em: out. 25, 2023. [Online]. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/610661477325282202/pdf/Vietnam-VN-Power-Sector-Reform-DPO.pdf>
- [102] ERAV, “Introducing Electricity Market”. Acesso em: out. 11, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.erav.vn/gioi-thieu/c44/thi-truong-dien.html>
- [103] Deloitte, “USAID Vietnam low emission energy program (V-LEEP): direct power purchasing agreement (DPPA) legal permissibility review report”, set. 2017. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00WFSB.pdf
- [104] National Load Dispatch Center, “Vietnam wholesale electricity market 2020”. set. 09, 2020. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: https://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/11/VEPG_TWG3_5thMeeting_fin.pdf
- [105] G. Cooper e H. Tran, “Determining electricity generation prices: new regulations for projects participating in Vietnam’s Wholesale Electricity Market”. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.allens.com.au/insights-news/insights/2023/04/New-regulations-for-determining-electricity-generation-prices-of-power-projects-participating-in-Vietnams-Wholesale-Electricity-Market/>
- [106] N. H. Hoai, “BOT projects – The path to closure in Vietnam”. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.russinvecchi.com.vn/publication/bot-projects-the-path-to-closure-in-vietnam/#_ftn1
- [107] IJGlobal, “Phu My 3: Build offtake and transfer”. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.ijglobal.com/articles/115606/phu-my-3-build-offtake-and-transfer>
- [108] Power Technology, “Power plant profile: Can Don, Vietnam”.
- [109] International Water Management Institute, “Institutional strategies for improving the productivity of agricultural water management. Proceedings of the Regional Workshop, Malang, Indonesia January 15–19, 2001”, Colombo, Sri Lanka, 2002. Acesso em: out. 26, 2023. [Online].

Disponível em: <http://citarum.org/citarum-knowledge/arsip-dokumen/laporan-teknis/pengelolaan-sumber-daya-air-terpadu/819-iwrm-in-a-river-basin-context-2001-regional-workshop/file.html>

[110] Global Energy Monitor Wiki, “Hai Duong Thermal Power Plant”. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: https://www.gem.wiki/Hai_Duong_Thermal_Power_Plant

[111] EVN, “Sample Power Purchase Agreement”. ago. 17, 2021. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/vietnam-sample-power-purchase-agreement>

[112] M. Barnes, “Explained: Vietnam’s FiT Rates for Solar and Wind Power Projects”, Vietnam Briefing. Acesso em: out. 23, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.vietnam-briefing.com/news/feed-in-tariffs-solar-wind-vietnam.html/#:~:text=Offshore%20wind%20power%20projects%20would,operational%20by%20November%201%2C%202021>.

[113] L. Doan, M. FOLSOM, e E. Poon, “Briefing: New feed-in-tariff mechanism for Vietnamese solar energy projects”, mar. 2019. Acesso em: out. 23, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.wfw.com/wp-content/uploads/2019/03/WFW-Briefing-New-Feed-in-tariff-mechanism-for-Vietnamese-solar.pdf>

[114] Vietnã, “Decision 11/2017/QD-TTg: On encouragement mechanism for the development of solar power projects in Vietnam”. abr. 11, 2017. Acesso em: out. 23, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Decision-No-11-2017-QD-TTg-mechanism-for-encouragement-of-development-of-solar-power-in-Vietnam-2017-346583.aspx?tab=1>

[115] Vietnã, “Decision 37/2011/QD-TTg: On support mechanism for development of wind power projects in Vietnam”. jun. 29, 2011. Acesso em: out. 23, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Dau-tu/Decision-No-37-2011-QD-TTg-on-the-mechanism-supporting-the-development-126596.aspx?tab=1>

[116] Viet Nam Energy Partnership Group, “Technical working group 3: energy sector reform report of the 6 th meeting”, abr. 2021. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: https://vepg.vn/wp-content/uploads/2021/05/VEPG_TW3_6thMeeting-Report_fin.pdf

[117] N. Truong e M. Nguyen, “Updates on the Draft Direct Power Purchase Agreement (DPPA) Regulation”. Acesso em: out. 26, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/updates-draft-direct-power-purchase-agreement-dppa-regulation/>

[118] EVN, “Annual Report”. Acesso em: out. 30, 2023. [Online]. Disponível em: <https://en.evn.com.vn/c3/gioi-thieu-l/Annual-Report-6-13.aspx>

[119] Socialist Republic of Vietnam, “Electricity Law No. 28/2004/QH11”. jan. 04, 2023. Acesso em: out. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://quochoi.vn/tintuc/Pages/he-thong-thong-tin-van-ban.aspx?ItemID=72066>

[120] Prime Minister of Vietnam, “Decision 428/QD-TTg: Approval of the Revised National Power Development Master Plan for the 2011-2020 Period with the Vision to 2030”. mar. 18, 2016. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: https://vepg.vn/wp-content/uploads/2019/05/Decision-428-QD-TTg_PDP-7-rev_dated-18-March-

[2016_EN_wAnnex.pdf](#)

[121] Prime Minister of Vietnam, “Decision 500/QD-TTg: approval of national electricity development plan for the period 2021-2030, with a vision to 2050”. maio 15, 2023. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Quy-et-dinh-500-QD-TTg-2023-Quy-hoach-phat-trien-dien-luc-quoc-gia-2021-2030-tam-nhin-2050-566461.aspx>

[122] L. Doan, “Vietnamese government approves Power Development Master Plan VIII”, Watson Farley & Williams. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.wfw.com/articles/vietnamese-government-approves-power-development-master-plan-viii/>

[123] Reglobal, “Vietnam’s solar and wind power success provides key lessons for other ASEAN markets”. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: <https://reglobal.org/vietnams-solar-and-wind-power-success-provides-key-lessons-for-other-asean-markets/>

[124] L. Le, “After renewables frenzy, Vietnam’s solar energy goes to waste”, Al Jazeera. Acesso em: out. 24, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.aljazeera.com/economy/2022/5/18/after-renewables-push-vietnam-has-too-much-energy-to-handle>

[125] J. M. P. Dosal, “Efecto del convenio de riego del sistema hidroeléctrico laja sobre la programación de largo plazo del sistema interconectado central de Chile”, 2016.

[126] “KHNP website”. Acesso em: ago. 13, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.khnp.co.kr/main/contents.do?key=196>

[127] D. Kang, H. Park, e M. Chae, “Water management strategies for desirable IWRM implementation and application to the initiative projects, Korea”, *E3S Web Conf.*, vol. 346, 2022, doi: 10.1051/e3sconf/202234601010.

[128] N. Lee, “Water Policy and Institutions in the Republic of Korea. ADBI Working Paper 985.” Asian Development Bank Institute~, ago. 2019. Acesso em: out. 29, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.adb.org/publications/water-policy-and-institutions-korea>

[129] CENACE, “Evolución Hidráulica”. [Online]. Disponível em: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Info/EvolucionHidraulica.aspx>

[130] EVN, “Launching of Power Generation Corporation No. 2 - JSC”. Acesso em: out. 02, 2023. [Online]. Disponível em: <https://en.evn.com.vn/d6/news/Launching-of-Power-Generation-Corporation-No-2-JSC-66-163-2400.aspx>

[131] W. W. Hogan e S. L. Pope, “PJM reserve markets: Operating reserve demand curve enhancements”, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University, Cambridge, MA. [Online]. Disponível em: https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_pope_pjm_report_032119.pdf

[132] MOTIE, “Main contents of the 10th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand”. jan. 12, 2023. Acesso em: jul. 28, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.korea.kr/briefing/pressReleaseView.do?newsId=156547521>

[133] A. T. Zhang e V. X. Gu, “Global Dam Tracker: A database of more than 35,000 dams with location, catchment, and attribute information”, *Sci. Data*, vol. 10, n° 1, p. 111, 2023, doi: 10.1038/s41597-023-02008-2.

[134] W. R. Institute, “Global Power Plant Database”. [Online]. Disponível em: <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>

[135] G. E. Monitor, “Building an open guide to the world’s energy system”. [Online]. Disponível em: <https://globalenergymonitor.org/>