PRODUTO e.7.r

Mitigação de Poder de Mercado

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

META
PROJETO DE ASSISTÊNCIA TÉCNICA DOS SETORES DE ENERGIA E MINERAL

BANCO MUNDIAL
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL

VERSÃO FINAL

www.meta2formacaodepreco.com.br

ABRIL/2025

Índice de conteúdo

Lista de siglas 3

1. Introdução 5

1.1. Motivação 5
1.2. Objetivos do projeto 6
1.3. Objetivos deste relatório 7
1.4. Estrutura deste relatório 7

2. Princípios fundamentais 9

2.1. Príncipios básicos de monitoramento e mitigação do poder de mercado em um contexto de mercado por oferta 9
2.2. Monitoramento e mitigação de poder de mercado: ações preventivas e corretivas 10
2.3. Outro tipo de ação: estrutura e concentração do mercado 11
2.4. Índices especializados para a análise de mercado 12
2.5. Poder de mercado em mercados “por custo” e “por oferta” 18
2.6. Etapa de validação de ofertas e monitoramento preventivo 21

3. Explorando práticas internacionais 23

3.1. Visão geral de práticas nos países analisados 23
3.2. Estudos de caso de monitoramento corretivo 26
3.3. Estudos de caso de monitoramento preventivo 39

4. Construção das recomendações 45

4.1. Contextualizando a concentração do mercado elétrico brasileiro 45
4.2. Definição do monitor de mercado 46
4.3. Recomendações para o monitoramento corretivo 47
4.4. Recomendações para o monitoramento preventivo 49

5. Conclusões 52

6. Referências 53

Lista de siglas

Sigla	Significado
3TPS	*Three Pivotal Supplier Test*
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BTU	*British Thermal Unit*
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CENACE	*Centro Nacional de Controle de Energia*
CFE	*Comissão Federal de Eletricidade*
CIM	Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CR	*Concentration Ratio*
DA	*Day Ahead*
DESSEM	Modelo de otimização de curtíssimo prazo
DSO	*Distribution System Operator*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	*The Electric Reliability Council of Texas*
FERC	*Comissão Federal Reguladora de Energia*
GBTUD	Bilhões de *British Thermal Units* por dia
GNVC	Gás natural veicular comprimido
HHI	*Herfindahl–Hirschman Index*
IIP	*Plataformas de Informação Interna*
IMM	*Monitor Independente de Mercado*
ISO	*Independent system operator*
ISO-NE	*Independent system operator of New England*
ISO-NY	*Independent system operator of New York*
LBMP	*Local Marginal Price (DA ou RT)*
LMP	*Local Marginal Prices*
MEM	*Mercado Elétrico Mayorista*
MISO	*Midcontinent Independent System Operator*
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NRA	*National Regulation Agency*
O&M	Operação e Manutenção

Sigla	Significado
ONS	Operador Nacional do Sistema
PJM	*Independent system operator of Pennsylvania, New Jersey, Maryland*
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PX	*Power Exchange*
REMIT	*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*
RRM	*Mecanismos de Relatórios Registrados*
RSI	*Índice de Oferta Residual*
RT	*Real Time*
SEEM	*Southeast Energy Exchange Market*
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	*Transmission System Operator*
UMMEG	*Unidade de Monitoramento de Mercados de Energia e Gás*

1.Introdução

1.1.MOTIVAÇÃO

A definição da ordem de acionamento dos recursos de geração de energia elétrica (“despacho”) no Brasil com base nos custos de produção auditados dos geradores foi uma escolha feita no final da década de 90, em função de características específicas do sistema elétrico brasileiro: a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deu origem a preocupação com a “otimização do sistema”, e a presença de várias empresas privadas compartilhando as mesmas cascatas, que gerou receio com a possibilidade do 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 pela maior parte da produção de energia do sistema – não tem autonomia para gerenciar o uso dos seus recursos, isto é, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema com base nos respectivos custos de oportunidade calculados de forma centralizada pelo mesmo operador. 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) com o objetivo de implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 1º de janeiro de 2021, dentro deste processo de modernização, o PLD passou a ser calculado diariamente em base horária para cada um dos submercados através do modelo computacional DESSEM. Buscando um aprimoramento contínuo dos modelos, foi criada então a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) com a finalidade de 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). Quanto ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), observou-se evolução significa nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

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

A CCEE, com o apoio do Banco Mundial, no âmbito da Segunda Fase do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto Meta II), tomou a iniciativa de estruturar um amplo projeto para apresentar um diagnóstico do atual mecanismo de formação de preço brasileiro e propor melhorias. A empresa PSR foi selecionada em licitação, junto com um consórcio de profissionais e

instituições parceiras, para prestar os serviços de consultoria para o **Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro**.

1.2.OBJETIVOS DO PROJETO

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

Na proposta apresentada, um problema de otimização é utilizado como principal insumo para determinar tanto o preço da energia elétrica de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), quanto o despacho físico, nominando os recursos de geração para atender o consumo (despacho pelo mercado). Além disso, é importante que o projeto enderece temas críticos do SIN, que dizem respeito a:

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

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

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

O tema central deste Relatório 7 (entregável e.7.r) são os *mecanismos de monitoramento e mitigação de poder de mercado*. Fundamentalmente, o conceito de poder de mercado está associado à possibilidade de que os agentes possam influenciar os resultados de mercado (e em particular os preços) em benefício próprio. Embora não haja poder de mercado em condições de competição perfeita (isto é, se houver um número suficientemente grande de agentes competindo), em mercados realistas é muito importante investigar a possibilidade de que algum tipo de poder de mercado seja exercido na prática – e, se possível, mitigar os seus efeitos.

A preocupação com o poder de mercado é especialmente presente no contexto de mercados por oferta, que segundo o princípio da *descentralização* permitem que os agentes tenham mais influência direta sobre os resultados de mercado. No Relatório 6 (entregável e.6.r) [1] deste projeto, foi apresentada uma proposição base para o mecanismo de formação de preços por oferta, levando em conta as particularidades do setor elétrico brasileiro e necessidades de se construir um arcabouço sólido para a proposta – que seja capaz de abarcar tanto a realidade física e institucional atual como as transformações esperadas para o futuro. Foi feito um mapeamento dos principais impactos e obstáculos para a implantação do mecanismo proposto, mas para fins do Relatório 6 (entregável e.6.r) [1] considerou-se que o grau de competição no mercado seria suficientemente elevado para que não houvesse problemas com o poder de mercado.

Este Relatório 7 (entregável e.7.r), portanto, complementa este entregável anterior, ao apresentar propostas concretas para a implementação de mecanismos de monitoramento e mitigação de poder de mercado. Visto que mercados na prática não operam sob condições "ideais" e o exercício de poder de mercado pode ser uma realidade, este complemento é um elemento importante para a proposta de desenho. Antes de culminar na proposta desenhada para os mecanismos propostos, adaptados às características do sistema brasileiro e ao desenho de mecanismo proposto, é apresentado também um embasamento prático e teórico, respaldado por experiências internacionais chave. Esta descrição técnica e análise de lições aprendidas relevantes proporcionou percepções valiosas sobre práticas bem-sucedidas e desafios enfrentados em outros mercados que contribuíram para a construção da proposta sugerida para o mercado brasileiro.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

Além deste capítulo de introdução, o presente relatório está organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta os princípios fundamentais utilizados na formulação da proposta de mecanismos de monitoramento e mitigação de poder de mercado para o mercado de curto prazo de energia elétrica brasileiro;
- O Capítulo 3 explora práticas internacionais de monitoramento e mitigação de poder de

mercado, com exemplos de aplicações e lições aprendidas;

- O Capítulo 4 detalha as recomendações de práticas de monitoramento e mitigação do poder de mercado para o mercado de curto prazo de energia elétrica brasileiro;
- O Capítulo 5 conclui o relatório, apresentando uma síntese das recomendações discutidas ao longo do documento e a matriz de risco da implementação do mecanismo de monitoramento e mitigação de poder de mercado proposto.

2.Princípios fundamentais

2.1.PRÍNCIPIOS BÁSICOS DE MONITORAMENTO E MITIGAÇÃO DO PODER DE MERCADO EM UM CONTEXTO DE MERCADO POR OFERTA

Em um sistema perfeitamente competitivo (sem poder de mercado) e com precificação marginalista, as ofertas de preços feitas pelos agentes de geração seriam baseadas exclusivamente em seus custos variáveis. Para geradores eólicos, solares e hidroelétricas a fio d'água, essas ofertas refletiriam apenas os custos variáveis de operação e manutenção (O&M); para as hidroelétricas, poderiam incluir também os custos de oportunidade relacionados ao uso da água; e para geradores termoelétricos, as ofertas considerariam os custos com combustíveis e O&M variável. Estes princípios estão em linha com o que é aplicado no mercado no México [2] , como será explorado na seção 3.1.2. O conceito de custo de oportunidade para hidrelétricas é bastante fundamental e está no cerne do desenvolvimento da metodologia SDDP [3], [4].

A natureza de um mercado com formação de preço por oferta é a descentralização da tomada de decisão, com base na premissa de que a busca pela maximização do lucro individual resulta na otimização geral dos recursos. No entanto, na prática, a realidade pode divergir das representações teóricas de equilíbrio, por exemplo, devido à existência de externalidades ou poder de mercado (como explorado no Relatório 4 (entregável e.4.r) [5] .

Quando há falhas no mercado, por exemplo devido à presença de barreiras à entrada de novos agentes, práticas prejudiciais como conluio e manipulação de preços podem surgir, reduzindo assim os benefícios de um mercado baseado em ofertas. Ofertas de preço-quantidade muito distantes do esperado podem indicar tentativas de manipulação de mercado, comprometendo a segurança do suprimento de energia.

O poder de mercado pode ser definido como a capacidade de um agente alterar os preços de curto prazo, seja para aumentar seus lucros (como um gerador que eleva o preço spot), ou para reduzir seus custos (como um consumidor que tenta diminuir o preço pago). Como apontado por [6], a capacidade de um gerador de exercer poder de mercado depende do nível de demanda do sistema, das características físicas da rede de transmissão e das restrições operacionais das usinas e da rede.

Diante disso, é fundamental implementar um monitoramento específico para identificar o exercício de poder de mercado pelos agentes, com controles e auditorias periódicas conduzidos por uma entidade independente. Esse monitoramento deve ser integrado ao mercado desde o início: ou seja, caso haja uma fase de transição entre desenhos de mercado ou implementação gradual de um novo mecanismo de formação de preço, tema explorado no Relatório 11 (entregável e.11.r), ele deve ser incluído desde a primeira etapa. Além disso, é essencial considerar não apenas o monitoramento e a identificação de comportamentos suspeitos, mas também os mecanismos disponíveis para mitigar o poder de mercado.

O monitoramento consiste na observação contínua dos dados de mercado — como preços, ofertas, volumes e despacho — com o objetivo de detectar padrões anormais ou inconsistências. Quando a análise desses dados leva a indícios de práticas anticompetitivas, aplicam-se mecanismos de mitigação, que são instrumentos regulatórios e operacionais voltados a limitar a capacidade dos agentes de influenciar indevidamente os preços. Esses mecanismos incluem restrições às ofertas, substituição de ofertas suspeitas por estimativas baseadas em custo, aplicação de teto aos preços de mercado, sanções e medidas estruturais, como estímulo à entrada de novos agentes.

Embora existam diversas formas de mitigação, conforme será explorado nas seções subsequentes e no

capítulo 3, a experiência internacional demonstra que é essencial que o agente empoderado para realizar esta atividade (o "monitor de mercado") tenha credibilidade junto aos agentes do setor [6] . Para garantir essa credibilidade, é fundamental assegurar a transparência do mercado, tanto na publicação de dados (relatórios periódicos) quanto nas ações de mitigação (com regras claras e mínima interferência). As regras aplicadas devem ser consistentes e suas alterações, quando necessárias, devem ser bem fundamentadas e não devem retroagir.

As regras para atuação do monitor de mercado não devem se restringir a situações comuns – é importante que elas consigam abranger também casos "excepcionais", evitando assim que sejam tomadas decisões *ad hoc* em situações não previstas. Idealmente, agentes deveriam tomar suas decisões já antevendo a possibilidade de eventos "excepcionais", no lugar de buscar uma judicialização ou excludente de responsabilidade a cada vez que percebe uma oportunidade de classificar determinado evento como "excepcional". É justamente nessas situações "excepcionais" que os riscos de efeitos adversos e as pressões exercidas por grupos de interesse serão maiores, e mudanças de tratamento quando o sistema se encontra em uma situação "inesperada" podem ser uma fonte de injustiças (reais ou percebidas pelos agentes e pela sociedade).

Por fim, é crucial discutir a autoridade do monitor de mercado para implementar mecanismos de mitigação de poder de mercado. Para evitar conflitos e questões de judicialização, é recomendável que um pré-requisito para a participação no mercado [7] seja que os contratos, autorizações ou concessões que permitem a atuação dos agentes no mercado explicite que os agentes ofertantes reconhecem estar sujeitos aos mecanismos de mitigação de poder de mercado e penalizações aplicáveis (aprovadas pelo regulador). Agentes geradores já devem firmar com o operador do sistema contratos garantindo a prestação de serviços ancilares físicos, e ter estas cláusulas explícitas aumentaria a robustez do mecanismo.

2.2.MONITORAMENTO E MITIGAÇÃO DE PODER DE MERCADO: AÇÕES PREVENTIVAS E CORRETIVAS

O monitoramento eficaz atua como um contrapeso, identificando anomalias e evidência de comportamentos anticompetitivos, como ofertas excessivamente altas, padrões atípicos, indícios de conluio, e outros elementos – propondo medidas (preventivas ou corretivas) quando julgar necessário. De um modo geral, as ações de monitoramento e mitigação de poder de mercado realizadas pela autoridade responsável podem ser classificadas em dois tipos: *ações preventivas* e *ações corretivas*. Tanto no caso de ações preventivas quanto no caso do ações corretivas, é importante seguir os princípios chave estabelecidos na seção 2.1, particularmente no que diz respeito ao empoderamento e credibilidade do monitor. A Figura 1 resume os principais contrastes entre os dois tipos de monitoramento, que serão detalhados em seguida.

Figura 1 – Resumo das ações preventivas e corretivas no monitoramento e mitigação de poder de mercado

Tipo de ação	Ações Preventivas	Ações Corretivas
Quando acontece	**Antes** de finalizar o resultado da liquidação de mercado	**Depois** de finalizado o resultado da liquidação de mercado
Ações de monitoramento	**Análise** em tempo real das ofertas submetidas	**Relatórios** de monitoramento
Ações de mitigação	**Validação** de ofertas e **substituição** de ofertas suspeitas, **limites** de preço, **limites** de oferta	**Investigação de casos suspeitos** e aplicação de **sanções e penalizações** quando cabível
Prática internacional	**Comuns** internacionalmente	**Muito comuns** internacionalmente

As ações preventivas ocorrem *antes* da liquidação de mercado e têm como objetivo identificar e mitigar potenciais problemas antes que eles se concretizem e levem a sobrecustos financeiros. Em geral, esse processo envolve a análise em tempo real das ofertas submetidas pelos agentes do mercado e/ou dos resultados de mercado para aplicação de alguma regra pré-estabelecida. Quase sempre utiliza sistemas automatizados que, por meio de testes pré-estabelecidos, verificam se as ofertas estão em conformidade com as regulamentações e se não apresentam indícios de abuso de poder de mercado. Esta categoria inclui, por exemplo, as regras de limites de preço (aplicados ao resultado do mercado como um todo) e as regras de limites de oferta (aplicados à informação submetida por cada agente individualmente); sendo que estes limites podem ser *fixos* (divulgados previamente na regulamentação) ou *dinâmicos* (atualizados automaticamente com base em uma regra de cálculo).

Já as ações corretivas ocorrem depois da liquidação de mercado e envolvem examinar os resultados para identificar possíveis inconsistências. De modo geral, o *acompanhamento* de índices de mercado (abordados na seção 2.3) como instrumento complementar às ações preventivas, ainda que com um fim mais informacional do que direcionado à aplicação de sanções, pode ser classificado como uma ação corretiva. As acções corretivas podem envolver análises mais gerais, sem a necessidade de estabelecimento de regras ex ante, permitindo que situações imprevistas mas que infrinjam as boas práticas comerciais sejam detectadas e punidas. Quando são detectadas irregularidades, o caso é encaminhado ao órgão regulador, que em geral é quem dispõe de ferramentas para aplicar penalidades, que podem variar desde multas financeiras até sanções mais rigorosas, como por exemplo uma suspensão da participação no mercado.

Estas duas componentes juntas garantem um ambiente de negociação mais seguro e transparente, com a aplicação de regras pré-estabelecidas (ações preventivas) e acompanhamento da realidade do mercado para identificar a eventual necessidade de ajuste nessas regras (ações corretivas). Para facilitar a linguagem e a compreensão ao longo do documento, adotaremos os termos *monitoramento preventivo* para nos referirmos às ações preventivas e *monitoramento corretivo* para as ações corretivas.

2.3.OUTRO TIPO DE AÇÃO: ESTRUTURA E CONCENTRAÇÃO DO MERCADO

Embora o foco principal deste relatório seja o monitoramento corretivo e preventivo de manipulações por poder de mercado e comportamentos anticompetitivos, é importante destacar que a própria estrutura do mercado influencia diretamente o grau de concorrência e o risco de manipulação. Mercados mais pulverizados, com um maior número de agentes atuando de forma autônoma e com baixa

concentração de poder de mercado, tendem a ser mais eficientes e menos suscetíveis a práticas abusivas. Dessa forma, ações voltadas à promoção de um ambiente competitivo são complementares e relevantes para as práticas de monitoramento de condutas. Essas ações podem incluir, por exemplo, a redução de barreiras à entrada no mercado, o estímulo à diversificação de agentes e o controle de movimentos excessivos de concentração (como o monitoramento de fusões e aquisições).

Para reduzir as barreiras à entrada no setor elétrico, pode ser útil criar condições regulatórias que favoreçam a entrada de novos agentes e estimulem a competição no mercado. Isso poderia envolver, por exemplo, a simplificação de certos processos regulatórios, o acesso não discriminatório às redes de transmissão e distribuição, e, eventualmente, a redução de custos iniciais de operação, como os custos de licenciamento e infraestrutura. Políticas que incentivem a inovação, como o apoio a energias renováveis e soluções de armazenamento, também podem ser benéficas, atraindo novos investidores e ampliando a diversidade de agentes no mercado. Além disso, condições favoráveis de financiamento, a mitigação de riscos regulatórios e o oferecimento de incentivos fiscais ou financeiros para novas iniciativas podem ser alternativas a serem consideradas. A transparência e a previsibilidade regulatória, por sua vez, são aspectos que podem contribuir para facilitar a competitividade para os novos entrantes.

No que se refere ao controle de movimentos excessivos de concentração de mercado, esse não é um problema exclusivo do setor elétrico. No Brasil, assim como em muitos outros países, já existe uma autoridade de defesa da concorrência com atribuições específicas sobre concentração de mercado, fusões e aquisições (M&As). A entidade responsável no Brasil é o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). A atuação judicial ou administrativa para impedir fusões que possam comprometer a dinâmica concorrencial tem se mostrado uma ferramenta relevante para preservar a integridade do mercado a médio e longo prazo.

Embora este relatório não trate detalhadamente da estrutura do mercado ou das políticas concorrenciais no âmbito de M&As, é relevante reconhecer que esses instrumentos desempenham um papel importante na construção de um mercado mais saudável. O fortalecimento da coordenação entre os órgãos setoriais e a autoridade antitruste, juntamente com a utilização criteriosa de análises estruturais e simulações de impacto concorrencial, pode ajudar a garantir que o setor elétrico evolua para um arranjo mais competitivo e equilibrado, menos vulnerável a abusos de poder de mercado.

2.4.ÍNDICES ESPECIALIZADOS PARA A ANÁLISE DE MERCADO

Nos dois tipos de monitoramento, a tomada de decisão pelo agente monitor de mercado deve ser respaldada por *indicadores* selecionados de modo a trazer informação sobre o risco real de exercício de poder de mercado. Embora não exista uma única métrica universalmente aplicável, há uma série de indicadores comumente selecionados como particularmente relevantes para trazer informações a respeito do risco de exercício de poder de mercado, trazendo alguma informação (ainda que parcial e sujeita a limitações) a respeito da conjuntura do sistema.

2.4.1.O *CONCENTRATION RATIO* (CR)

Para avaliar o nível de concentração de um mercado, é fundamental analisar a distribuição da participação das empresas dentro do setor. Uma métrica básica para essa análise é o *market share*, que representa a fatia do mercado controlada por uma empresa (seja em termos de vendas, receita ou volume produzido). Esse percentual é calculado dividindo o desempenho da empresa pelo total do mercado. Por exemplo, se uma empresa faturou R$ 100 milhões em um setor que movimentou R$ 1 bilhão, seu *market share* calculado com base no valor financeiro movimentado será de 10%. Embora essa métrica forneça um panorama inicial da competitividade, sua verdadeira utilidade surge ao ser

combinada com indicadores que avaliam a concentração do setor como um todo.

Um primeiro indicador nesse sentido é o *Concentration Ratio* (CR_n), que mede a soma dos *market shares* das n maiores empresas do setor. Esse índice permite quantificar o grau de concentração e identificar se o mercado é altamente competitivo ou dominado por poucas empresas. Sua fórmula é expressa como apresentado na Eq. 1 a seguir [8] :

$$CR_n = \sum_{i=1}^{n} (S_i) \qquad \text{Eq. 1}$$

Nesta expressão, $\mathbf{S_i}$ representa a participação de mercado da i-ésima maior empresa. Quanto maior o CR_n, mais concentrado é o mercado e menor tende a ser o nível de concorrência, de modo que pode-se comparar o valor de CR_n em diferentes mercados (escolhendo um índice n, por exemplo $n = 3$ ou $n = 5$) para identificar qual é mais ou menos concentrado. Esse índice pode ser utilizado para identificar possíveis estruturas de oligopólio, sendo um instrumento para análises regulatórias e estratégicas.

2.4.1.1.EXEMPLO

Para ilustrar o conceito de *Concentration Ratio* (CR_n) e como ele pode depender da base de cálculo selecionada, consideremos um mercado hipotético composto por três empresas, no qual analisamos dois parâmetros diferentes: potência instalada e geração. Esses elementos refletem a capacidade e a produção efetiva de cada *player*, sendo essenciais para a mensuração da concentração do setor, como mostra a Tabela 1:

Tabela 1 – Exemplo Mercado: Parâmetros

Parâmetro	Players		
	P1	P2	P3
Potência instalada (PI)	100	200	300
Geração (G)	80	30	150

O primeiro passo para calcular o CR_n é determinar o *market share* de cada empresa. Como o mercado é composto por apenas três players, somamos os valores individuais de cada um para encontrar o total do mercado e calculamos sua participação proporcional em relação a esse valor para encontrar cada porcentagem de mercado, conforme apresentado na Tabela 2. A partir desse resultado, podemos aplicar o cálculo do índice de concentração.

Tabela 2 – Exemplo Mercado: Market Share

Parâmetros	Players			Total
	P1	P2	P3	
Potência instalada	100	200	300	600
Market Share PI	16.7%	33.3%	50.0%	
Geração	80	30	150	260
Market Share G	30.8%	11.5%	57.7%	

Com os *market shares* definidos, calculamos os índices CR_1, CR_2 e CR_3, que representam, respectivamente, a soma das participações da maior empresa, das duas maiores e das três maiores. No

caso de índices calculados com base na Potência Instalada, o CR_1 foi de 50% (P3), o CR_2 alcançou 83,3% (P3 + P2) e o CR_3 atingiu 100% (P3 + P2 + P1), demonstrando que todas as empresas, em conjunto, dominam completamente o mercado. Já no caso de índices calculados com base na Geração, a concentração foi mais elevada, com um CR_1 de 57,7% (P3), CR_2 de 88,5% (P3 + P1) e CR_3 de 100% (P3 + P1 + P2). Esses valores são apresentados na Tabela 3 e evidenciam um mercado altamente concentrado, onde poucas empresas exercem grande influência, o que é esperado em um setor com apenas três competidores.

Tabela 3 – Exemplo Mercado: CR

Parâmetros	Players			Total	Concentration Ratio		
	P1	P2	P3		CR1	CR2	CR3
Potência instalada	100	200	300	600	50%	83%	100%
Market Share PI	16.7%	33.3%	50.0%				
Geração	80	30	150	260	58%	88%	100%
Market Share G	30.8%	11.5%	57.7%				

2.4.2.O ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI)

Um índice ainda mais disseminado em análises de concentração de mercado é o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) [9] . Ao passo que o CR_n era dependente do parâmetro n selecionado, o HHI visa sintetizar (sem a necessidade de aplicação de um parâmetro externo) toda a estrutura de *market shares* observada. Para isto, o HHI possui uma expressão específica, sendo calculado somando o quadrado da participação de mercado (de 0% a 100%) de cada empresa atuante, como indicado na Eq. **2**. O HHI sempre resulta em um valor que varia de 0 (limite de um número "infinito" de empresas com *market share* tendendo a zero) a 10.000 (limite de uma única empresa com *market share* 100%).

$$HHI = \sum_{i=1}^{n} S_i^2 \qquad \text{Eq. 2}$$

$$HHI_{max} = \sum_{i=1}^{1} 100^2 = 10.000 \qquad \text{Eq. 3}$$

Quanto maior o HHI, maior a concentração e menor a concorrência, indicando possível domínio de poucas empresas. Esse índice é frequentemente utilizado por órgãos reguladores para analisar fusões, aquisições e o grau de competitividade no mercado energético dos países analisados. Embora existam múltiplos benchmarks possíveis, em [10] utiliza-se uma referência de que:

- um HHI abaixo de 1.500 indica baixa concentração e um mercado competitivo
- valores entre 1.500 e 2.500 representam uma concentração moderada
- um HHI acima de 2.500 sinaliza alta concentração, caracterizando um mercado mais próximo do oligopólio ou monopólio

2.4.2.1.EXEMPLO

Aplicando a fórmula de cálculo do HHI aos dados de *market share* do exemplo da Seção 2.4.1.1, chegamos aos valores sintetizados na Tabela 4. Mais uma vez, os valores indicam um mercado altamente concentrado, com poucas empresas exercendo forte controle sobre a indústria, como era de se esperar

em um mercado hipotético com somente 3 empresas – e corroborando que tanto o CR_n quanto o HHI podem ser indicadores eficazes do grau de concentração de mercado.

Tabela 4 – Exemplo: HHI

HHI	
Potência Instalada	3.888,9
Geração	4.410,8

Na prática, não existe um único índice "HHI", como exemplificado na Tabela 4 pela existência de índices em base de Potência Instalada e em base de Geração. Outras definições, como por exemplo a agregação locacional ou não, também podem ser implicitamente mascaradas ou tornadas mais salientes a depender de como o índice HHI é definido. Na prática, é importante levar em consideração nuances geográficas, as diferenças na acessibilidade de serviços ou produtos, e outros fatores subjacentes, para que o índice HHI seja o mais aderente possível com a realidade (e seja, portanto, uma ferramenta útil).

2.4.3.O *THREE PIVOTAL SUPPLIER TEST* (3TPS)

Um terceiro indicador importante para a mitigação de poder de mercado é o Teste dos Três Fornecedores Pivotais [11] . O 3TPS é um índice muito específico, mas é utilizado na prática no mercado de energia americano para identificar situações em que fornecedores possuem poder de mercado estrutural em um determinado segmento. O teste detecta a possibilidade de que, caso três fornecedores saíssem do sistema, não seria mais possível atender à demanda. Caso o teste seja reprovado para determinado conjunto de três fornecedores, isto sugere que os fornecedores em questão têm influência significativa sobre os preços da energia em determinada região.

Para calcular o *Three Pivotal Supplier Test*, é necessário determinar se a oferta combinada dos 2 maiores agentes + 1 terceiro agente, é indispensável para atender à demanda global. O teste considera (i) a demanda total do mercado D; e (ii) a oferta total disponível S_i de cada um dos geradores do sistema. Como indicado na Eq. 4, é calculado um valor auxiliar, o Índice de Oferta Residual (RSI, ou RSI_j^3 para representar especificamente a retirada de 3 agentes dos quais um é o agente j), em que no numerador considera-se a oferta total de todos os agentes do sistema ($\sum_{i\in\mathcal{I}} S_i$) subtraída da oferta dos dois maiores fornecedores do sistema (S_1 e S_2), além do agente j que se deseja avaliar.

$$RSI_j^3 = \frac{(\sum_{i\in\mathcal{I}} S_i) - S_j - S_1 - S_2}{D} \qquad \text{Eq. 4}$$

Onde,

- RSI_j^3 é o Índice de Oferta Residual dos 2 maiores fornecedores + 1 fornecedor específico (j).
- D = Demanda total pelo produto
- $\sum_{i=1}^{n}(S_i)$ = Oferta total disponível no mercado
- S_1 *e* S_2 = Oferta dos dois maiores fornecedores
- S_j = Oferta do fornecedor sendo testado

O RSI_j^3 é utilizado para avaliar a dependência do mercado em relação a um fornecedor específico j e seu impacto no poder de mercado, em conjunto com outros 2 fornecedores (o índice 3 representa a relação: 2 maiores +1). Esse indicador avalia a capacidade do mercado de suprir a demanda sem a participação de determinados agentes, servindo como um indicativo da concentração de poder de mercado e da competitividade do setor. O resultado do teste 3TPS é então função direta do indicador RSI:

$$3TPS_j = \begin{cases} 1 & se\ RSI_j^3 < 1 \\ 0 & RSI_j^3 \geq 1 \end{cases} \quad \text{Eq. 5}$$

A ideia é que, se $3TPS_j = 1$, o agente j "falhou" no teste, de modo que o mercado estaria sujeito a intervenções (de acordo com as regras de mercado). Caso contrário, $3TPS_j = 0$, o ambiente de mercado é considerado suficientemente competitivo, e o agente "passa" no teste. Em termos práticos, um resultado de RSI_j^3 menor que 1 significa que a demanda é maior do que a oferta total no numerador: os demais fornecedores não conseguem atender à demanda total sem a participação dos três principais agentes, evidenciando uma concentração de poder de mercado. A ideia do teste, portanto, é que o mercado é considerado "suficientemente competitivo" se for possível remover os três maiores agentes do sistema sem que haja dificuldade para o atendimento à demanda: ou seja, deve haver ao menos quatro fornecedores diferentes, cada um dos quais é capaz de atender a demanda sozinho (i.e. nenhum deles é "essencial").

O *Three Pivotal Supplier Test* (3TPS) também pode ser generalizado para considerar localidades específicas, e não o sistema como um todo – e de fato, esta é a forma como ele é aplicado no PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection), aplicando o teste para cada possível congestão na rede. Esse método considera que certas restrições de transmissão podem segmentar o mercado, tornando algumas usinas essenciais para o suprimento de uma determinada localidade k ainda que não sejam estritamente necessárias do ponto de vista do sistema como um todo – permitindo uma avaliação mais granular do poder de mercado em nível regional. Na prática, passamos a ter múltiplos índices $RSI_{j,k}^3$, indicativos não apenas de um agente específico j como também de uma "região" k (onde cada k é caracterizado por uma possível congestão do problema):

$$RSI_{j,k}^3 = \frac{\left(\sum_{i \in \mathcal{J}_k} S_i\right) - S_{1(k)} - S_{2(k)} - S_j}{D_k} \quad \text{Eq. 6}$$

Onde,

- D_k é a demanda de referência para a localidade k, análoga a demanda para todo o sistema
- $\mathcal{J}_k$ e o conjunto de usinas que contribuem na localidade k
- $S_{1(k)}$ e $S_{2(k)}$ representam a primeira e segunda maiores usinas que contribuem na localidade k

Nessa abordagem, o teste é calculado utilizando a demanda D_k, que representa a necessidade específica de energia em uma região sujeita a restrições. O conjunto $\mathcal{J}_k$ inclui apenas as usinas que efetivamente contribuem para o suprimento dessa localidade, enquanto $S_{1(k)}$ e $S_{2(k)}$ representam as duas maiores usinas dessa área. O objetivo é verificar se a soma da oferta dessas duas maiores usinas, junto com um terceiro agente S_j, é indispensável para atender à demanda D_k. O índice $3TPS_{j,k}$ é então calculado de forma análoga à Eq. 5, indicando se os três principais agentes são essenciais para o atendimento da região k especificamente.

Cabe considerar ainda que o índice naturalmente é calculado para cada *hora*: a representação mais geral faria distinção, portanto, de $RSI_{j,k,h}^3$ e $3TPS_{j,k,h}$. Todos estes cálculos são feitos de forma automática pelo PJM (como será endereçado na seção 3.3.1.2). Esse tipo de análise é fundamental para a identificação de situações em que o poder de mercado é intensificado por restrições espaciais e temporais, possibilitando a implementação de medidas específicas para mitigar a influência excessiva de determinados agentes em horas e zonas críticas. A aplicação desse método exige um alto nível de disponibilidade de informações e regras bem definidas que devem ser aplicadas em caso de violação do teste. Por exemplo,

na seção 3.3.1.2 indicamos como o PJM utiliza este critério para "mitigar" as ofertas recebidas, substituindo o valor submetido por um valor de referência quando o teste falha (indicando dependência dos três principais agentes para o atendimento da demanda).

2.4.3.1.EXEMPLO

Para ilustrar a aplicação do *Three Pivotal Supplier Test* (3TPS), consideremos um mercado composto por cinco fornecedores de energia com as seguintes capacidades individuais:

Tabela 5 - Capacidade por players

Players	P1	P2	P3	P4	P5	Total
Capacidade (MW)	150	130	120	40	60	500

Além disso, a demanda total do mercado no período analisado é **D = 150 MW**.

O *Three Pivotal Supplier Test* verifica se os dois maiores fornecedores, somados a um terceiro, são essenciais para atender à demanda. Caso isso ocorra, significa que esses fornecedores possuem poder de mercado, pois o setor não consegue operar sem eles.

Considerando os parâmetros que entram na expressão do Índice de Oferta Residual (RSI³), conforme apresentado na Eq. 4, temos que:

Onde:

- $\sum_i S_i = 500\ \text{MW}$ (oferta total do mercado)
- $s_1 = 150\ \text{MW}$ (maior fornecedor, P1)
- $s_2 = 130\ \text{MW}$ (segundo maior fornecedor, P2)
- $s_j =$ Oferta do terceiro fornecedor testado
- $D = 150\ \text{MW}$ (demanda total)

Agora, testamos cada fornecedor como o terceiro pivotal para ver se sua exclusão compromete a oferta do mercado.

- Teste com P3 como o terceiro fornecedor

$$RSI_{P3} = \frac{(\sum_{i \in \mathcal{I}} S_i) - S_j - S_1 - S_2}{D} = \frac{500 - 150 - 130 - 120}{150} = 0.667 \qquad \text{Eq. 7}$$

Resultado**: Falha** (RSI³ < 1) → P1, P2 e P3 possuem poder de mercado

- Teste com P4 como o terceiro fornecedor

$$RSI_{P4} = \frac{(\sum_{i \in \mathcal{I}} S_i) - S_j - S_1 - S_2}{D} = \frac{500 - 150 - 130 - 40}{150} = 1.2 \qquad \text{Eq. 8}$$

Resultado**: Passa** (RSI³ ≥ 1) → O mercado é competitivo sem P1, P2 e P4

- Teste com P5 como o terceiro fornecedor

$$RSI_{P5} = \frac{(\sum_{i \in \mathcal{I}} S_i) - S_j - S_1 - S_2}{D} = \frac{500 - 150 - 130 - 60}{150} = 1.06 \qquad \text{Eq. 9}$$

Resultado: **Passa** (RSI³ ≥ 1) → O mercado é competitivo sem P1, P2 e P5

A aplicação do *Three Pivotal Supplier Test* (3TPS) neste exemplo demonstrou que o mercado apresenta características de concentração de poder em determinadas situações. Quando os fornecedores P1, P2 e P3 foram analisados, o teste indicou que a oferta remanescente não era suficiente para atender à demanda total de 150 MW, resultando na falha do teste. Isso significa que esses três agentes são essenciais para o equilíbrio do sistema, o que pode gerar oportunidades para influência sobre os preços e a necessidade de medidas regulatórias de mitigação.

Por outro lado, quando P4 ou P5 foram testados como o terceiro fornecedor, o mercado foi capaz de suprir a demanda sem depender exclusivamente dos três maiores agentes. Isso indica um nível mais competitivo, pois a oferta dos demais participantes foi suficiente para manter o abastecimento sem comprometer a operação do sistema.

Portanto, este resultado ilustra a interpretação da aplicação do 3TPS como uma ferramenta de monitoramento de mercado, permitindo identificar situações de concentração de poder e avaliar a necessidade de intervenções regulatórias para garantir um ambiente mais equilibrado e competitivo no setor elétrico.

2.5.PODER DE MERCADO EM MERCADOS “POR CUSTO” E “POR OFERTA”

Como explorado no Relatório 4 (entregável e.4.r) [5] , embora para algumas análises seja interessante fazer distinção entre os modelos “por custo” (decisão centralizada) e os modelos “por oferta” (decisão descentralizada), na prática o que se observa é um espectro de possibilidades entre esses dois extremos – em que os agentes possuem *alguma* flexibilidade para submeter informações ao operador (característica “parcialmente por oferta”, dando liberdade aos agentes) mas em que essa flexibilidade é *limitada* de alguma forma (característica “parcialmente por custos”, dando mais controle ao operador).

De um modo geral, o monitoramento de mercado é uma preocupação mais presente em modelos “por oferta” – porém, visto que mesmo em mercados “por custo” os agentes têm *alguma* flexibilidade para submeter informações (por exemplo, indicando se determinado gerador está indisponível), os modelos de mercado “por custo” também não são isentos de uma preocupação com o exercício de poder de mercado. Em [12], são apresentadas evidências de que a declaração de indisponibilidade dos agentes de mercado já foi de fato utilizada com este fim de influenciar os preços no mercado “por custos” brasileiro. Ainda que esta preocupação de fato exista, de um modo geral uma das soluções mais comumente aplicadas para restringir o poder de mercado é justamente *aumentar* o grau de supervisão centralizada (i.e. aumentar a característica “parcialmente por custos” do mercado) – como evidenciado pelas próprias práticas de monitoramento.

Paradoxalmente, entretanto, atuar na direção oposta (i.e. aumentar a característica “parcialmente por ofertas” do mercado) também pode ser uma ferramenta para reduzir oportunidades de exercício de poder de mercado. Isto porque um mecanismo *mais descentralizado* pode ser eficaz em reduzir barreiras à entrada e facilitar a adesão de novos agentes ao sistema – e o aumento na *competição* resultante de uma multiplicação do número de agentes participantes teria um efeito de reduzir o poder de mercado que cada um dos agentes individualmente seria capaz de exercer. Este é o efeito esperado que respalda, por exemplo, a possibilidade de submissão de *ofertas virtuais* (não atreladas a nenhum ativo físico ou demanda) nos mercados elétricos dos Estados Unidos [13].

Neste trabalho, foram desenvolvidos detalhamentos para alguns principais caminhos que o Brasil poderia seguir: em particular, aprimoramentos ao mercado atual seguindo uma filosofia “majoritariamente por custos” (como apresentado no Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) [14]), ainda que incluindo alguns elementos “parcialmente por oferta” e a implementação de um novo mercado seguindo

uma filosofia "majoritariamente por ofertas" (como apresentado no Relatório 6 - entregável e.6.r [1]), ainda que incluindo alguns elementos "parcialmente por custos". Toda esta gama de desenhos possíveis pode se beneficiar de mecanismos de mitigação de poder de mercado preventivos e corretivos (como apresentado no restante deste relatório), embora seja importante adaptar algumas recomendações às características de cada tipo de desenho – conforme destacado nas seções a seguir.

2.5.1.CENÁRIO "MAJORITARIAMENTE POR CUSTOS"

Como apresentado no Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) [14], a proposta para um mercado com características "majoritariamente por custos" foi estruturada ao redor de três principais eixos:

- Um eixo de "conscientização", envolvendo esforço relativamente baixo e mais direcionado a reforçar e promover sinergias entre atividades de aprimoramento de desenho já em curso hoje;
- Um eixo de "esforço regulatório e sistematização", que contém a implementação em alto nível das propostas de reforma mapeadas (exigindo a colaboração institucional para que tais mudanças se materializem de fato);
- Um eixo de "desenvolvimento e implementação", que envolveria esforços maiores para a operacionalização e realização de fato das mudanças propostas.

Destacou-se as seguintes recomendações de mudança estrutural envolvendo o segundo e terceiro eixos, na recomendação dos consultores para um mercado "majoritariamente por custos" no Brasil:

- A revisão do PLD mínimo (e, se possível, também do PLD máximo);
- A implementação de um mecanismo de liquidação dupla (ou, se isso não for possível, ao menos de uma liquidação única com preço *ex post* em substituição do mecanismo atual de preços *ex ante*);
- O esforço em iniciativas de governança, no sentido de criar uma base de dados de precedentes de previsibilidade (que tipo de mudança é considerada "risco do negócio" ou não) e instrumentos tecnológicos para facilitar o acesso à informação;
- A avaliação de fornecedores alternativos para a provisão de ferramentas computacionais e o uso de ferramentas flexíveis e modulares para fácil acoplamento de mudanças em parte do código (como por exemplo a representação de serviços ancilares).

Neste modelo proposto, o principal tipo de monitoramento mais evidentemente aplicável seria o *monitoramento corretivo* para investigar se as declarações de *disponibilidade* e de *restrições operativas* pelos agentes parecem estar em linha com uma conduta transparente e com restrições técnicas físicas. Já que os agentes de um modo geral não têm a flexibilidade de ofertar preços, este monitoramento deve ser mais focado nas quantidades e parâmetros operativos declarados, similarmente à análise apresentada em [12] – destacando que mesmo neste cenário de ofertas de quantidade apenas a iniciativa de monitoramento corretivo se justifica.

2.5.2.CENÁRIO "MAJORITARIAMENTE POR OFERTAS"

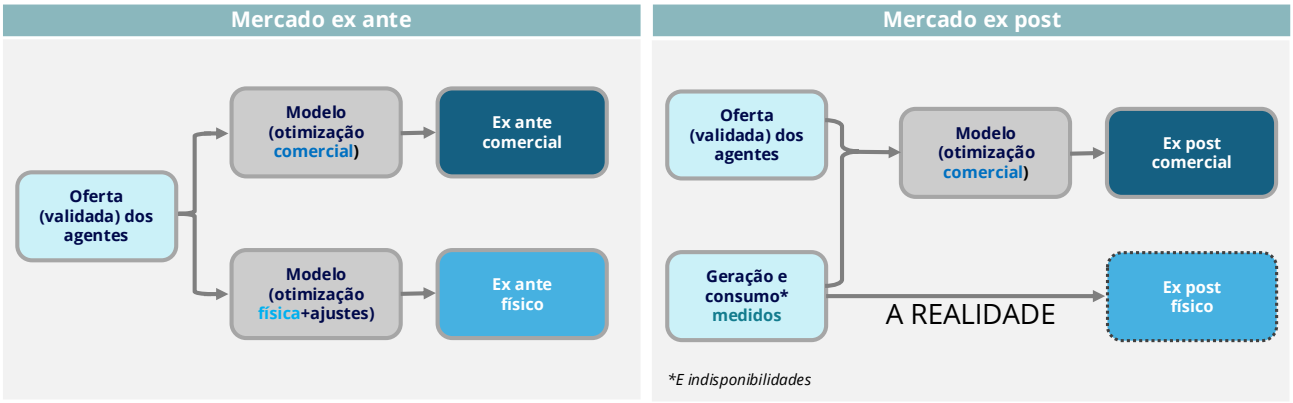
Como apresentado no Relatório 6 (entregável e.6.r) [1], a proposta apresentada pelos consultores envolve algumas características chave:

- A estruturação do mecanismo de programação do despacho e formação de preços em 4 etapas principais, correspondentes aos problemas de otimização "ex ante físico", "ex ante comercial", "ex post físico", e "ex post comercial" – conforme esquematizado na Figura 2 (e representando, da mesma forma que o cenário "majoritariamente por custos", um mecanismo de liquidação

dupla);

- A estruturação das ofertas que podem ser submetidas pelos agentes, em "blocos" com formatos pré-definidos correspondendo às ofertas independentes (horárias), as ofertas de perfil (multi-horárias) e as ofertas de reservatório virtual (diárias);
- Em particular, a estruturação do mecanismo de reservatórios virtuais como uma "sistematização" do MRE, visando (i) dar o tratamento correto para as externalidades presentes nas cascatas hidrelétricas do Brasil (grande fração do sistema e grande complexidade em número de proprietários) e (ii) tornar o mecanismo compatível com práticas modernas de desenho de mercado de eletricidade e possibilitar aprimoramentos futuros.

Figura 2 – Etapas do despacho



Neste desenho "majoritariamente por ofertas", ainda é importante o monitoramento corretivo, mas as práticas de monitoramento preventivo assumem papel central – e de fato, o Relatório 6 (entregável e.6.r) [1] destacou a importância dos mecanismos de validação de ofertas (recomendados neste relatório) como um complemento à estrutura descrita acima para o funcionamento do mercado.

2.5.3.CENÁRIOS "HÍBRIDOS", PARCIALMENTE POR CUSTO E PARCIALMENTE POR OFERTA

Da mesma forma que não existe uma dicotomia entre as implementações "por custo" e "por oferta", também os cenários descritos nas seções 2.5.1 e 2.5.2 não representam uma dicotomia. É possível conceber uma série de desenhos "intermediários" que, partindo da proposta "base" de aprimoramentos descritos na seção 2.5.1, introduzem um ou mais elementos "híbridos" adicionais, tornando o mecanismo (originalmente "majoritariamente por custos") um pouco mais equilibrado entre o "por custo" e "por oferta".

Alguns exemplos de mecanismos "híbridos" com estas características poderiam incluir as seguintes reformas, além de reformas como a liquidação dupla apresentadas na seção 2.5.1:

- A implementação do mecanismo de *reservatórios virtuais*, ainda que sem a introdução das *ofertas independentes* e das *ofertas de perfil* de um modo geral (usando a nomenclatura da seção 2.5.2) – na prática criando um mecanismo baseado em ofertas com foco apenas no sistema hidrelétrico;
- A implementação de um mecanismo restrito a *ofertas independentes* e para *alguns tipos de agente*. Nota-se que as ofertas independentes, embora não tenham toda a flexibilidade das ofertas de perfil, são adequadas para representar as características de geradores renováveis, demandas flexíveis ou inflexíveis, térmicas totalmente flexíveis, ofertas de importação e de exportação, dentre outros. As ofertas independentes permitem a representação de múltiplos *pares preço-quantidade*, o que já representa um grau de flexibilidade muito maior do que a possibilidade de ofertar apenas *quantidades* esperadas – e pode abarcar uma gama de agentes muito ampla.

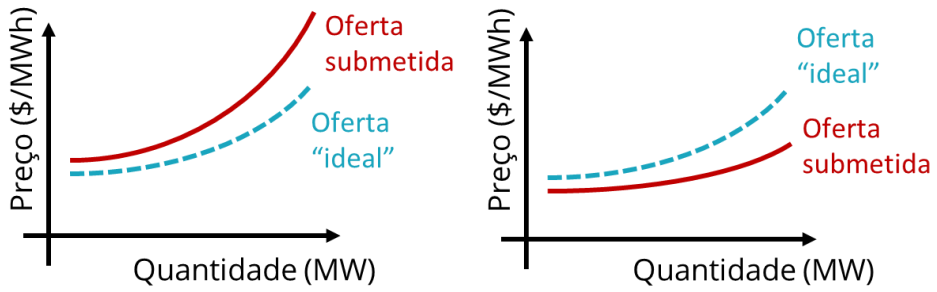
- Uma terceira possibilidade seria complementar o mecanismo de *ofertas independentes* com *restrições operativas* representativas da realidade física de alguns tipos de agente. Este seria um desenho *menos flexível* (porém *mais simples e intuitivo*) do que incorporar ao mecanismo todas as características das ofertas de perfil – e ele já seria capaz de representar as principais restrições termelétricas (como por exemplo o mínimo tempo ligado, o mínimo tempo desligado, e as rampas de subida e descida).

Visto que todos estes cenários implicam na introdução de algum grau de *flexibilidade* para que os agentes façam as suas ofertas (ainda que em caráter mais limitado do que o modelo descrito no Relatório 6 (entregável e.6.r) [1], eles podem se beneficiar também de práticas de *monitoramento preventivo*, comparando as informações recebidas dos agentes com informações de parâmetros "esperados" pelo operador.

2.6.ETAPA DE VALIDAÇÃO DE OFERTAS E MONITORAMENTO PREVENTIVO

Embora existam diferentes formas de se implementar o monitoramento preventivo (como será explorado no capítulo 3), no caso dos mecanismos que envolvem "hibridização por custos" (como é o caso de todas as alternativas exploradas na seção 2.5), uma premissa importante é que o operador do sistema possui *alguma informação* (ainda que parcial) sobre os verdadeiros parâmetros operativos da unidade. Desta forma, o operador sempre pode utilizar uma comparação entre a curva de oferta submetida e uma curva de oferta "ideal" calculada a partir destes parâmetros operativos estimados pelo operador, como ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Exemplos de discrepâncias que podem ser averiguadas em relação à oferta "ideal" esperada pelo operador: oferta distorcida para cima e oferta distorcida para baixo. Fonte: elaboração própria.



Quando o operador observa uma diferença entre a oferta submetida e a oferta "ideal", há duas formas de se interpretar este resultado:

- Uma primeira possibilidade é que a oferta submetida de fato representa algo mais próximo da realidade do agente, corrigindo algum desvio contido na estimativa do operador para a oferta "ideal" – considerando que o agente de fato sempre possui informação de melhor qualidade sobre a sua própria unidade.
- Uma segunda possibilidade é que a oferta "ideal" na verdade representa algo mais próximo da realidade, e que o desvio observado representa uma *distorção* introduzida estrategicamente pelo agente, considerando o seu objetivo de maximização de lucro.

O dilema do operador é que ele precisa tomar uma decisão (aceitar a oferta submetida ou aplicar algum ajuste a ela) sem saber de antemão qual das duas possibilidades é verdadeira. Existe, portanto, a possibilidade de "erro tipo 1" (o operador aceita a oferta submetida como sendo mais próxima da

realidade, quando na verdade a oferta "ideal" calculada pelo operador seria mais próxima) e de "erro tipo 2" (o operador aplica um ajuste à oferta submetida, mas na verdade a oferta ajustada acaba sendo mais distante da realidade do que se o operador tivesse utilizado a oferta submetida diretamente). Embora este seja um problema difícil, podemos ver como a informação da "oferta ideal" ajuda a ancorar as expectativas do operador ao mesmo tempo que a informação da "oferta submetida" permite obter informação mais dinâmica sobre a realidade – o que sugere que, ao incorporar elementos da formação de preços por custo e da formação de preços por oferta em um mecanismo "híbrido", é possível potencializar as vantagens de ambos os modelos.

Levando em conta esta característica, é natural que o monitoramento preventivo envolva (ao menos como uma de suas principais componentes) uma etapa de *validação* das ofertas submetidas: isto é, a comparação das ofertas recebidas com uma "oferta ideal" (dado do operador), levando a determinada tomada de decisão. A tomada de decisão depende de como o desenho de mecanismo deseja priorizar os "erros tipo 1" e "erros tipo 2": uma estratégia "puramente por custos" envolveria sempre rejeitar a oferta submetida pelo agente e utilizar a oferta "ideal" (eliminando a possibilidade de um erro tipo 1), enquanto uma estratégia "puramente por ofertas" envolveria sempre utilizar a oferta submetida pelo agente independentemente da oferta "ideal" (eliminando a possibilidade de um erro tipo 2). Estratégias "intermediárias", envolvendo por exemplo aceitar a oferta submetida desde que ela não esteja exageradamente distante da oferta "ideal", visam algum tipo de equilíbrio entre estes dois extremos. Este tipo de estratégia será explorado em mais detalhe no capítulo 4.

Uma distinção que merece destaque é que os mecanismos de *mitigação de poder de mercado* (objeto central do presente relatório) na prática dizem respeito unicamente a correções associadas a uma oferta submetida *maior* do que a oferta real (situação na imagem da esquerda da Figura 3). De fato, este é o caso mais comumente encontrado na experiência internacional, em que a principal preocupação são tentativas de que os custos sejam distorcidos para cima. Em muitos mercados, inclusive mercados "por custo" como o México e o Vietnã, as termelétricas podem submeter uma oferta *mais barata* do que a oferta "ideal" com mínimas restrições (i.e. ofertas distorcidas para baixo não são vistas como um problema nestes casos).

Entretanto, em países em que as hidrelétricas com reservatório representam uma fração importante do mercado, há uma preocupação maior com a situação ilustrada na imagem da direita da Figura 3, em que a oferta submetida é *menor* do que a oferta "ideal" estimada pelo operador. Este é um tema fundamentalmente ligado ao fato de que ofertas hidrelétricas mais baixas levam a um maior *esvaziamento* dos reservatórios, e, portanto, uma redução da capacidade de geração futura devido ao maior uso da água no presente, prejudicando em última instância a segurança do sistema. Os mecanismos para mitigar potenciais riscos à *segurança de suprimento* serão explorados em mais detalhe apenas no Relatório 8 (entregável e.8.r) [15] , separadamente do tema de poder de mercado abordado neste relatório. Entretanto, é possível observar que, para as ofertas de geradores hidrelétricos, estes dois tipos de "validação" (correção de ofertas excessivamente altas para mitigar o exercício de poder de mercado e correção de ofertas excessivamente baixas para mitigar riscos à segurança de suprimento) estão intimamente ligados e podem ser entendidos como um único mecanismo.

Este paralelo entre o monitoramento preventivo e uma validação das ofertas submetidas pelos agentes (comparando-as com parâmetros calculados pelo operador de mercado) será retomado no capítulo 4 e no Relatório 8 (entregável e.8.r) [15] .

3.Explorando práticas internacionais

O objetivo deste capítulo é analisar as práticas internacionais de monitoramento (preventivo e corretivo) do mercado energético, explorando como diferentes países estruturam suas atividades para avaliar o funcionamento de seus respectivos setores elétricos. Para isso, foi realizada uma análise comparativa das abordagens adotadas na Europa, Colômbia, México e nos Estados Unidos, destacando suas principais características, objetivos e metodologias de monitoramento. Estas análises contribuem para uma melhor compreensão sobre a competitividade e a eficiência dos mercados de energia, oferecendo percepções relevantes para o aprimoramento do monitoramento no contexto brasileiro.

3.1.VISÃO GERAL DE PRÁTICAS NOS PAÍSES ANALISADOS

3.1.1.COLÔMBIA

Inicialmente, a Colômbia estruturou seu processo de monitoramento de mercado por meio de relatórios mensais temáticos e concisos, frequentemente focados em assuntos específicos e sob a jurisdição da Secretaria de Serviços Públicos Domiciliares. A partir de 2017, a atividade foi melhor estruturada, com a criação de boletins trimestrais detalhados sobre o setor, com uma média de 100 páginas cada um. Esses documentos continuam sendo publicados até o presente momento. O site da Secretaria permite acessar tanto os relatórios no modelo recente quanto os relatórios históricos[1].

A Unidade de Monitoramento de Mercados de Energia e Gás (UMMEG) é responsável pela atividade, e seus boletins fornecem análises detalhadas sobre o desempenho dos mercados de eletricidade e gás natural na Colômbia em diferentes períodos. Cada boletim inclui monitoramento de preços, produção, demanda e infraestrutura, além de acompanhar indicadores regulatórios e contratuais.

A Colômbia adota práticas robustas para monitorar e regular seus mercados de gás natural e energia elétrica. No mercado de gás natural, há uma análise constante do comportamento dos mercados primário e secundário, da evolução dos preços nacionais em comparação aos importados, e da utilização eficiente da infraestrutura de transporte. No setor elétrico, a gestão do sistema é feita com foco na hidrologia, na geração por fontes de energia diversificadas, e no acompanhamento dos preços e consumo de eletricidade, além de indicadores para os agentes geradores e comercializadores. Análises de balanço do sistema e leilões de contratação de capacidade de energia firme são realizados periodicamente, buscando garantir maior confiabilidade e competitividade no setor. De forma geral, essas práticas visam assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda, mitigando potenciais riscos de concentração de mercado e promovendo a estabilidade e eficiência do setor energético no país.

3.1.2.MÉXICO

O México adota uma série de práticas para garantir o bom funcionamento e a transparência de seu Mercado Elétrico Mayorista (MEM). Entre essas práticas, destaca-se o monitoramento preventivo associado à validação de ofertas com base em custos auditados, que será detalhada na seção 3.3.3. Esta validação, para assegurar a integridade do mercado e a conformidade com as normas, é em linha com o posicionamento do México como um mercado com características de um mercado “por custos”, como indicado no Relatório 2.1 (entregável e.2.r1) [16] .

[1] http://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energia-y-Gas-Natural

O México também realizava um monitoramento corretivo baseado em relatórios anuais preparado por uma empresa independente, focado no acompanhamento contínuo de temas essenciais. Os relatórios anuais do Monitor Independente do Mercado Elétrico do México oferecem uma análise detalhada sobre esses aspectos, incluindo estatísticas sobre geração, consumo e operação. Além disso, os relatórios apresentam recomendações para aprimorar a eficiência e a competitividade do setor. Dados dos relatórios de 2017, 2018 e 2019 evidenciam a consolidação do mercado após a reforma energética de 2013-2014, com uma crescente participação de novas fontes energéticas, avanços nas regras de mercado e identificação de desafios operacionais. Esses documentos possuem, em média, entre 350 e 400 páginas e oferecem uma visão detalhada do desempenho do mercado.

A publicação desses relatórios, entretanto, foi interrompida após 2019 devido a mudanças políticas no México. A administração de Andrés Manuel López Obrador (2018-2024) adotou uma postura mais estatista no que diz respeito à estrutura do setor elétrico, privilegiando o fortalecimento da Comissão Federal de Eletricidade (CFE) em detrimento do modelo de mercado aberto. Isso levou a modificações regulatórias, redução do papel do Monitor Independente do Mercado e maior intervenção estatal, impactando a transparência e a governança do setor.

Apesar do curto histórico da reforma, o México continua sendo um caso de estudo relevante para mercados baseados em oferta, pois implementou um desenho de mercado inspirado nos modelos americano e europeu, apresentando resultados promissores antes das mudanças políticas. A experiência mexicana ilustra como um mercado estruturado pode melhorar a eficiência e a competitividade do setor elétrico, servindo de referência para futuras discussões sobre liberalização e regulação de mercados de energia.

3.1.3.EUROPA: O REMIT

Desde dezembro de 2011, foi estabelecido na Europa um marco regulatório regional sobre integridade e transparência no mercado atacadista de energia, que define normas para proibir práticas abusivas de poder de mercado e manipulação que afetem esses mercados. A regulamentação se aplica aos 27 Estados-membros da União Europeia: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Chipre, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polônia, Portugal, Romênia, Eslováquia, Eslovênia, Espanha e Suécia. Esse marco, denominado REMIT (sigla em inglês para "*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*"), foi recentemente revisado (a revisão entrou em vigor em 7 de maio de 2024), introduzindo novas medidas para melhor proteger os cidadãos e as empresas da UE.

O REMIT atribui à Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) a responsabilidade pela vigilância e supervisão dos mercados atacadistas, em estreita colaboração com as Autoridades Reguladoras Nacionais de cada país (NRA, na sigla em inglês) e os operadores do mercado de energia (*Power Exchanges*, ou PX). A ACER é a instituição responsável pelo monitoramento em nível europeu e tem o dever de informar as NRA sobre casos suspeitos. Os operadores do mercado têm papel mais limitado, embora esteja prevista a sua responsabilidade de monitoramento das ofertas recebidas e identificação de possíveis situações abusivas.

A principal função da ACER é analisar casos transfronteiriços (que envolvem dois ou mais Estados-membros). O poder de impor multas por infrações às proibições do REMIT ou às obrigações substantivas incluídas na regulamentação cabe às NRA dos Estados-membros. A ACER pode aplicar multas a agentes que obstruam o processo de monitoramento, como ao não fornecerem informações solicitadas. Além disso, a ACER é responsável por tomar decisões relacionadas à aprovação e revogação das autorizações das Plataformas de Informação Interna (IIP) e dos Mecanismos de Relatórios Registrados (RRM).

3.1.4.EUA

A Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) tem a responsabilidade, sob a regulamentação vigente, de garantir que os preços nos mercados atacadistas de energia dos EUA sejam justos e razoáveis. Isso implica a necessidade de monitorar, reduzir e mitigar o poder de mercado. Ações que envolvem fraude e manipulação de mercado representam uma ameaça para esses mercados energéticos e, portanto, são uma prioridade na aplicação da lei.

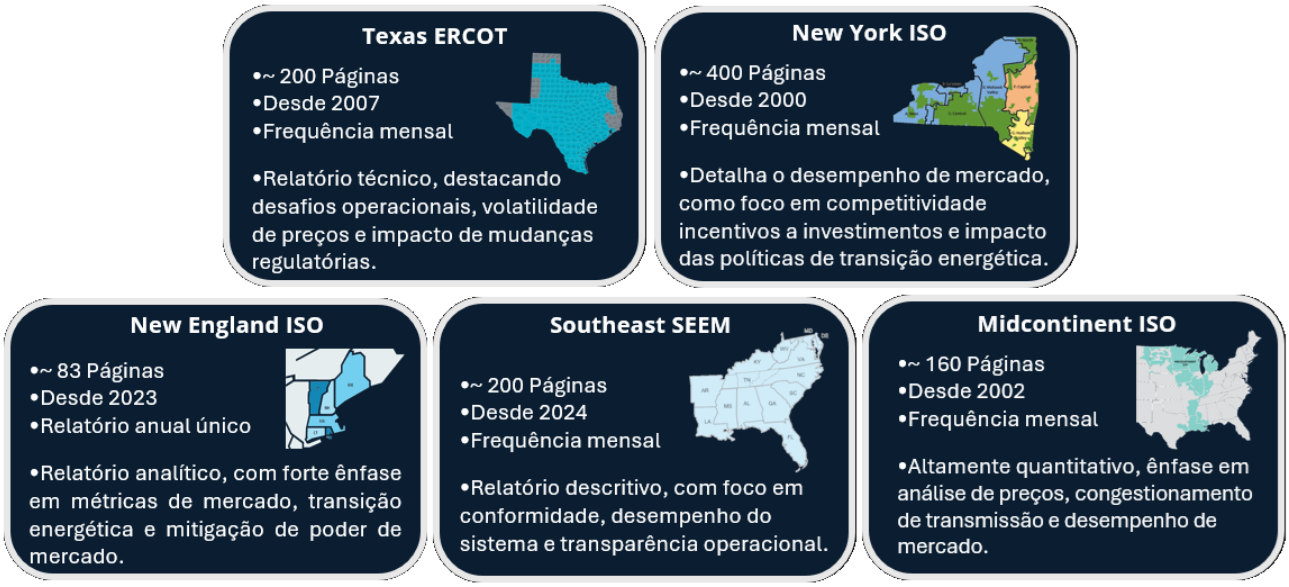
De acordo com a Regra Antimanipulação da Comissão, 18 C.F.R. § 1c [17] , é ilegal que qualquer entidade que, direta ou indiretamente, compre ou venda energia elétrica ou gás natural: (i) utilize dispositivos ou esquemas para fraudar, (ii) faça declarações falsas ou (iii) participe de atos ou práticas que constituam engano ou fraude. Assim, a FERC proíbe ativamente comportamentos anticompetitivos no mercado de eletricidade, visando prevenir manipulações que possam distorcer preços ou prejudicar os participantes.

Na prática, em quase todos os mercados operados nos Estados Unidos, é adotada a prática de contratação de um *monitor de mercado independente* responsável pelo monitoramento corretivo do mercado (mesma prática adotada no México, como indicado na seção 3.1.2). Em particular, destacamos o trabalho de duas empresas, *Potomac Economics* e *Monitoring Analytics*, que atuam neste segmento.

3.1.4.1.POTOMAC ECONOMICS

A empresa Potomac Economics é responsável pela publicação de análises para múltiplos mercados nos Estados Unidos, como sintetizado na Figura 4. Em cada caso, a empresa possui um contrato com o ISO (*Independent System Operator*) responsável pela organização do mercado, e embora o conteúdo e estrutura dos relatórios publicados seja adaptado em função das particularidades de cada um destes sistemas, de um modo geral há relatórios de acompanhamento mensais e trimestrais, além de um relatório anual, que é divulgado seis meses após o encerramento do ano fiscal.

Figura 4 – Informações dos Relatórios Referente as Regiões Analisadas [18], [19] [20], [21], [22]



3.1.4.2. MONITORING ANALYTICS

A empresa *Monitoring Analytics* é o Monitor Independente do Mercado (IMM) do sistema PJM, que cobre uma ampla região do Nordeste dos EUA (Figura 5), e foi a primeira empresa a atuar neste segmento. Seus relatórios analisam o desempenho dos mercados de energia, capacidade e serviços auxiliares

operados pela *PJM Interconnection*, visando garantir a competitividade e a eficiência do mercado. Os relatórios desta região são publicados desde 1999, trimestralmente, e possuem um elevado nível de detalhamento, com uma média de 800 páginas por documento.

O *State of the Market Report* tem uma abordagem baseada em uma análise detalhada de preços, oferta e demanda, custos marginais, desempenho do mercado de capacidade e impactos regulatórios. A estrutura dos relatórios inclui seções específicas para cada mercado (energia, capacidade, serviços auxiliares), além de avaliações de desempenho econômico e impactos ambientais. A presença recorrente de métricas padronizadas, como preços marginais locais (LMP), margens de congestionamento, taxas de resposta da demanda e custos de geração, demonstra um foco analítico voltado para mensuração e modelagem de tendências. O monitoramento contínuo de tendências e riscos sistêmicos é um dos principais objetivos dos relatórios, utilizando simulações e projeções para avaliar riscos associados ao descomissionamento de geradores e impactos de mudanças no desenho de mercado.

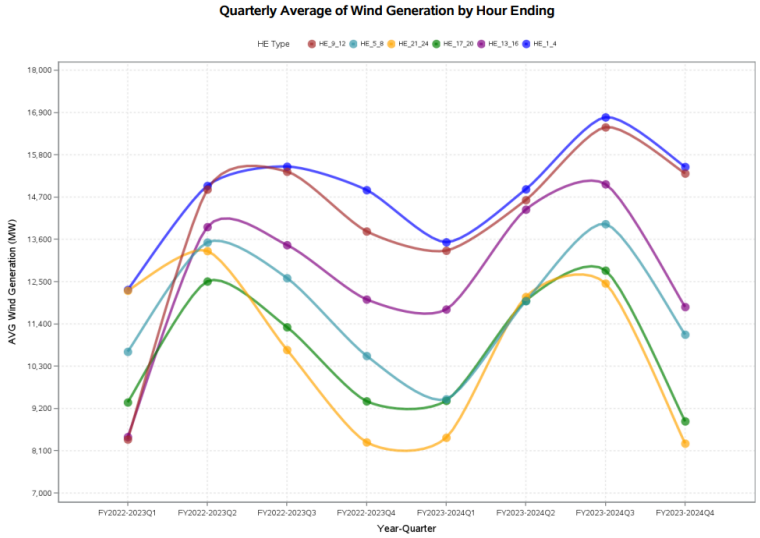
A análise de *Three Pivotal Supplier* (3TPS), explicada na seção 2.4.3, é uma componente chave do mercado do PJM, visando identificar possíveis riscos de exercício de poder de mercado. Esse tipo de análise estatística ajuda a determinar se um pequeno grupo de participantes tem influência desproporcional nos preços ou na disponibilidade de recursos, reforçando a importância de medidas de mitigação. Apesar de sua natureza eminentemente quantitativa, os documentos também incluem discussões qualitativas sobre impactos regulatórios e estruturais, especialmente na seção de recomendações, onde são propostas melhorias para o funcionamento do mercado.

Figura 5 – Região PJM Interconnection

3.2.ESTUDOS DE CASO DE MONITORAMENTO CORRETIVO

No contexto das práticas de monitoramento corretivo (usando a nomenclatura abordada na seção 2.2), os relatórios analisados fornecem uma visão detalhada sobre boas práticas utilizadas para avaliar a dinâmica do setor energético em cada país. Esses indicadores são essenciais para detectar concentrações de poder de mercado, verificar a competitividade entre os agentes e identificar possíveis distorções na formação de preços. Alguns indicadores têm meramente caráter descritivo/informativo, limitando-se a agregar e reportar informações de mercado de maneira objetiva, como os resultados de preços de mercado, a previsibilidade da oferta e demanda, e dados sobre a infraestrutura elétrica e geração energética (Figura 6).

Figura 6 – Média de Geração Eólica Trimestral Por Hora [18]



Nas seções 3.2.1 e 3.2.2 a seguir, trazemos alguns destaques de índices monitorados, buscando dar mais enfoque a outros indicadores mais focados em identificar de fato elementos da estrutura e a competitividade do mercado, cruciais para a identificação de riscos de poder de mercado (principal objeto deste relatório). Além disso, vale destacar que, na prática, o monitoramento corretivo pode levar a ações regulatórias e/ou judiciais pelas vias usuais – tema que será objeto da seção 3.2.3.

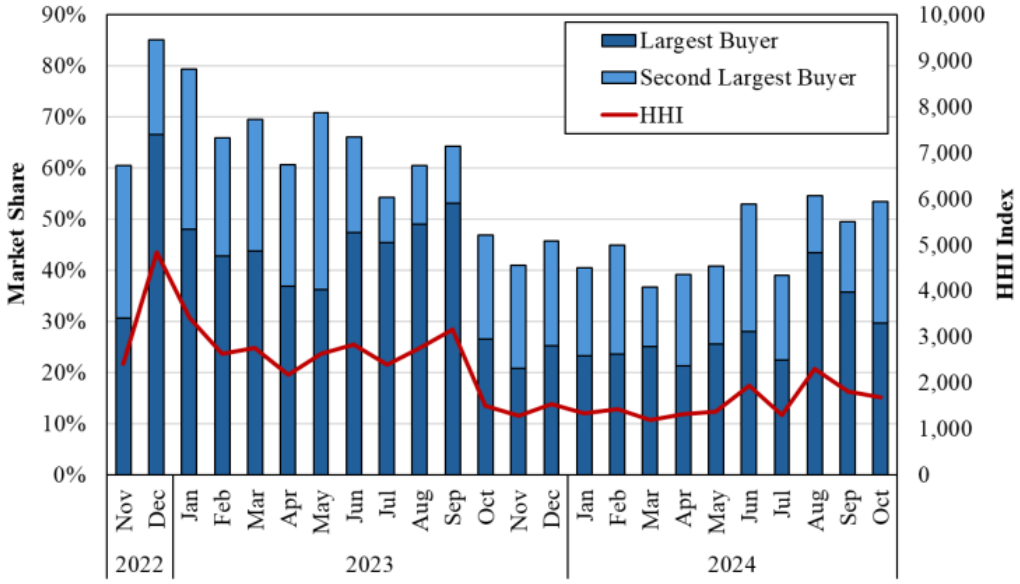
3.2.1.INDICADORES DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO

Na seção 2.3 deste relatório, apresentamos o conceito e a metodologia de cálculo de diferentes índices de concentração. Em particular o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) tem se destacado como de amplo uso em diversos relatórios de monitoramento de mercado, sendo uma ferramenta central neste tipo de análise. Sua relevância é evidenciada pela frequência com que aparece nos relatórios de diferentes regiões e mercados, a exemplo dos relatórios da PJM, da Colômbia e de New England, onde o HHI é utilizado para avaliar a evolução da competitividade e identificar potenciais distorções no mercado. A partir dos resultados gerados, é possível estimar a necessidade de medidas para fomentar um ambiente mais competitivo, um elemento importante da atividade de monitoramento.

3.2.1.1.HHI NO SUDESTE DOS EUA (SEEM)

O gráfico presente na Figura 7 mostra a evolução da concentração de mercado ao longo do tempo, destacando a participação dos dois maiores compradores e o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI). Observa-se que, no início do período (novembro-dezembro de 2022), a concentração era alta, com os principais compradores dominando grande parte do mercado e um HHI elevado. Ao longo de 2023 e 2024, a participação desses compradores diminuiu gradualmente, acompanhada de uma queda no HHI, indicando um aumento na concorrência.

Figura 7 – Índice HHI Região Southeast EUA [21]



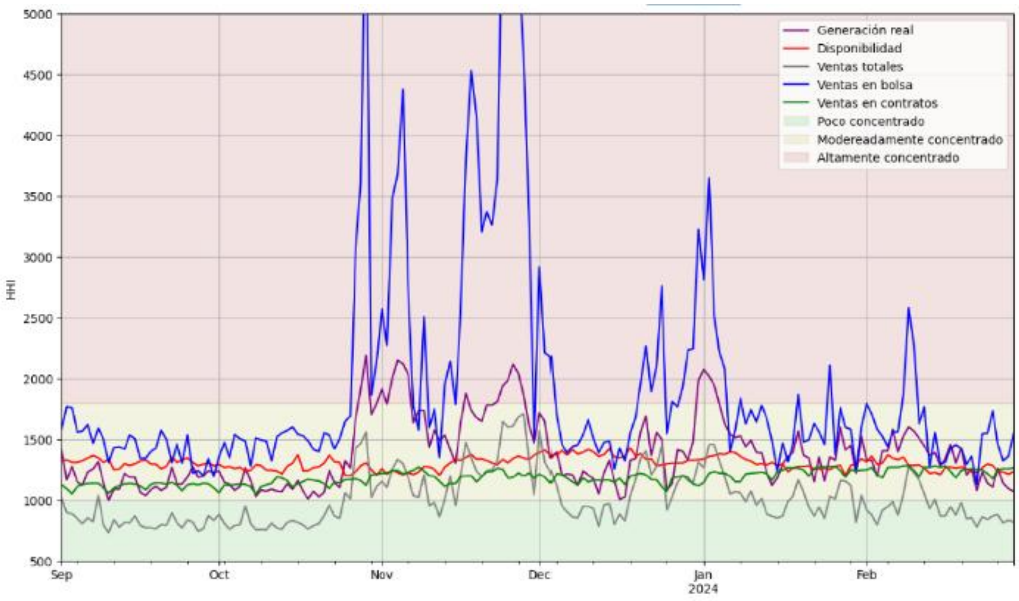
3.2.1.2.HHI NA COLÔMBIA

A Figura 8 apresenta a evolução do Índice HHI para diferentes variáveis do mercado de energia, incluindo geração real, disponibilidade, vendas totais, vendas no mercado à vista e vendas por contratos. As áreas de fundo indicam os níveis: pouca concentração (Verde), moderadamente concentrado (Amarelo) e altamente concentrado (Vermelho). Nota-se que as vendas no mercado em bolsa (linha azul) apresentam maior volatilidade e picos significativos de concentração entre novembro de 2023 e janeiro de 2024, indicando alta concentração nas vendas em bolsa, possivelmente devido a demanda acima dos contratos firmados, obrigando agentes a comprarem energia no mercado spot.

Esses picos podem ocorrer devido a condições climáticas extremas (como períodos de alta demanda por aquecimento no inverno), indisponibilidade de algumas fontes geradoras contratadas ou variações nos preços dos contratos de longo prazo. Quando a geração contratada não é suficiente para cobrir a demanda, os agentes precisam recorrer ao mercado de curto prazo, elevando a concentração e, potencialmente, os preços das transações spot. Esse comportamento também pode estar relacionado à sazonalidade, onde períodos de maior consumo energético exigem maior flexibilidade na aquisição de energia além dos contratos estabelecidos.

Adicionalmente, é possível observar que, nos momentos de pico da linha azul, a linha verde (vendas em contratos) se mantém relativamente estável, indicando que a maior parte da energia continua sendo comercializada por meio de contratos de longo prazo, enquanto a volatilidade nas vendas em bolsa reflete oscilações no mercado livre. Esse padrão sugere que os participantes do mercado podem estar se protegendo contra a volatilidade ao manter uma base contratual estável, mas ainda assim necessitam realizar ajustes por meio do mercado spot em momentos de demanda inesperada ou escassez de oferta.

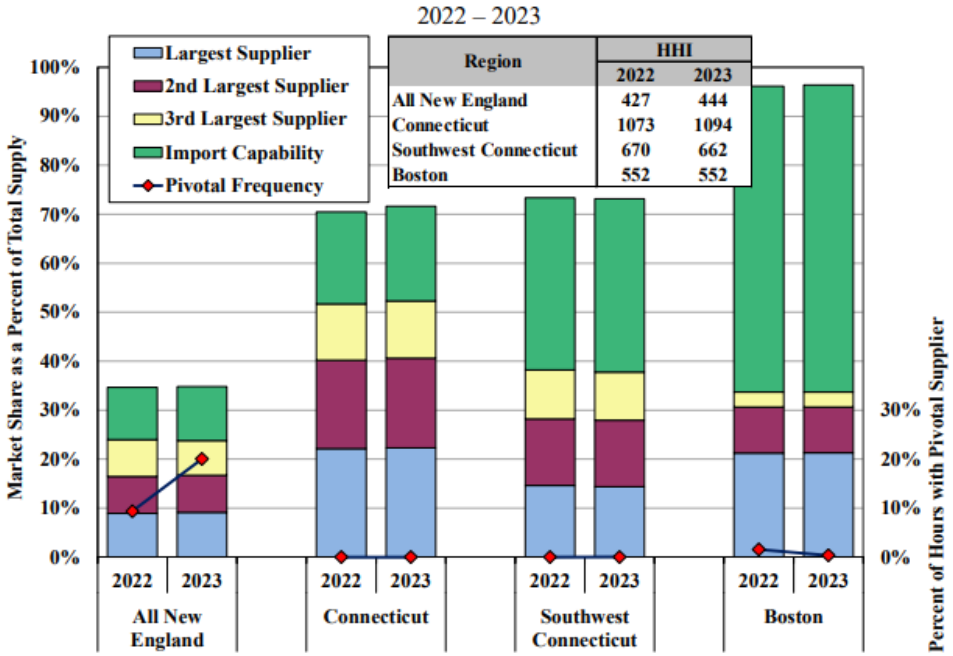
Figura 8 – Índice HHI para Diferentes Variáveis de Mercado da Colômbia [10]



3.2.1.3.HHI EM NEW ENGLAND (ISO-NE)

O Gráfico (Figura 9) apresenta o HHI do setor energético de New England (EUA) comparando os anos de 2022 e 2023. As colunas indicam os 3 principais players do mercado além de indicar a capacidade de importação equivalente. O gráfico também se divide em 4 categorias, a região de New England por completo e 3 de suas subregiões. A partir da análise dos resultados percebe se que o Market share dos 3 maiores fornecedores se manteve relativamente parecido de 2022 para 2023, sem ocorrer grandes alterações no HHI da região.

Figura 9 – Índice HHI 2022/23 New England USA [22]



3.2.2.OUTROS INDICADORES DIVERSOS

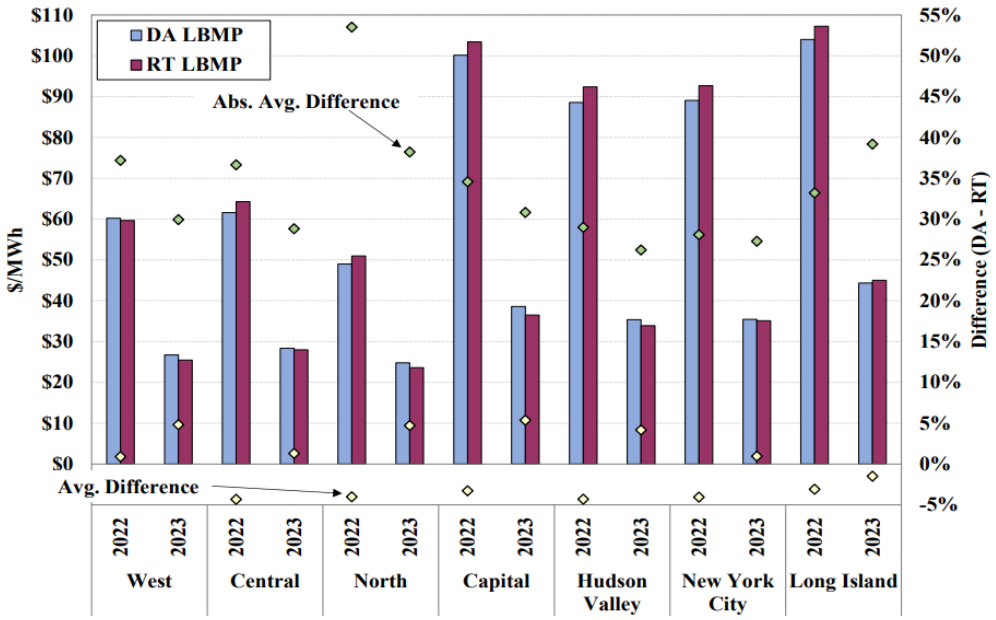
Além dos indicadores diretamente relacionados à concentração de mercado (que representam uma categoria particular destacada na seção 3.2.1 devido à sua relação mais direta com a possibilidade de

exercício de poder de mercado), destacamos aqui alguns outros exemplos interessantes de indicadores encontrados nos relatórios de monitoramento corretivo, oferecendo percepções valiosas sobre a dinâmica do setor com base nos resultados do mercado. Esta avaliação mais abrangente do comportamento dos agentes, das condições operacionais e de variáveis que afetam a formação de preços e a alocação de recursos no mercado de energia, é essencial para a identificação precoce de possíveis distúrbios ou ineficiências.

3.2.2.1. DIFERENÇAS ENTRE O *DAY-AHEAD* E *REAL-TIME*: ISO-NY E ERCOT

Muitos dos mercados internacionais estudados já aplicam um mecanismo de liquidação dupla, análogo ao que foi recomendado para o Brasil (vide seções 2.5.1, 2.5.2, e 2.5.3). Neste contexto, é interessante fazer uma comparação entre os preços médios da energia nos mercados Day-Ahead (com base na melhor informação disponível 1 dia antes do tempo real, em paralelo com a simulação ex ante da seção 2.5.2) e Real-Time (com base na informação mais atualizada possível, em paralelo com a simulação ex post da seção 2.5.2). O gráfico da Figura 10 compara este resultado para diferentes regiões ao longo de 2022 e 2023. O DA LBMP (*Local Marginal Price* no mercado de Day-Ahead) é representado pelas barras azuis, enquanto o RT LBMP (*Local Marginal Price* no mercado de Real-Time) aparece nas barras roxas. Além disso, os pontos verdes indicam a diferença absoluta média entre os preços DA e RT, com a escala percentual à direita do gráfico.

Figura 10 – Diferenças de preço entre mercados de Day-Ahead e Real Time em múltiplas localidades nos Estados Unidos, 2022-23 [19]



A principal diferença entre os dois mercados está na antecipação da compra e venda de energia:

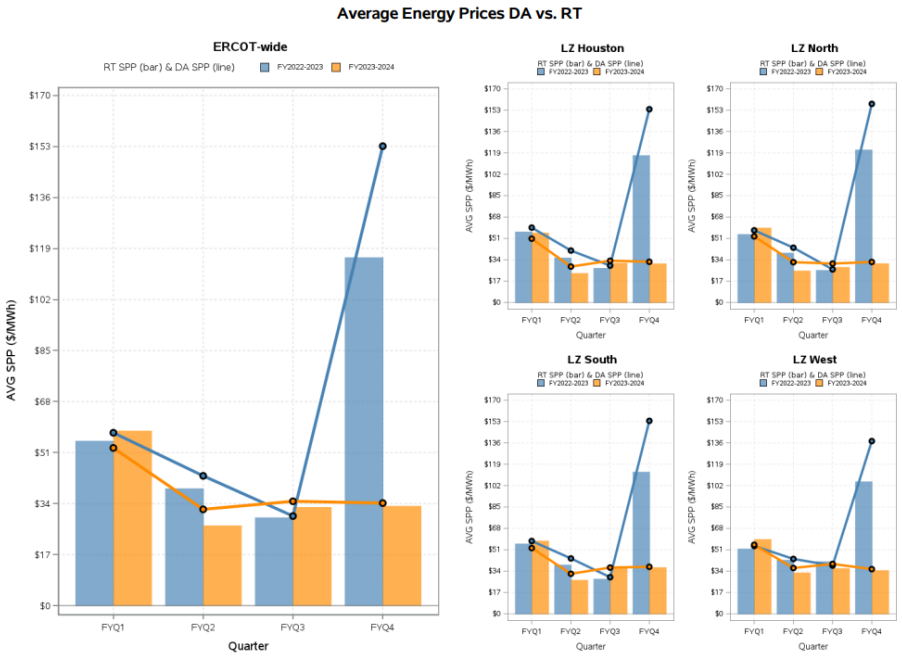
- **Day-Ahead**: O mercado DA permite que os participantes comprem e vendam eletricidade com um dia de antecedência, garantindo maior previsibilidade nos preços e menor volatilidade.
- **Real-Time**: O mercado RT opera em tempo real, refletindo as condições atuais da oferta e demanda, o que pode levar a preços mais elevados e instáveis devido a variações inesperadas no sistema.

A Figura 10 evidencia que, em algumas das regiões analisadas, os preços do mercado RT tendem a ser

mais altos que os do DA, sugerindo que a volatilidade e os riscos operacionais elevam os custos no mercado de tempo real. Essa diferença é particularmente significativa em regiões como Capital, Hudson Valley e Long Island, durante o ano de 2022, onde os preços RT são consistentemente superiores aos DA.

Outro tipo de análise é ilustrada na Figura 11 para o mercado do Texas. Este gráfico exibe a variação dos preços médios da energia no mercado de Day-Ahead e Real-Time ao longo dos trimestres fiscais (FYQ1 a FYQ4) para o sistema ERCOT como um todo. As barras representam os preços RT, enquanto as linhas indicam os preços DA para dois anos distintos (FY 2022-2023 em azul e FY 2023-2024 em laranja). Nota-se que, ao longo dos primeiros três trimestres, os preços DA e RT se mantêm relativamente próximos, com pequenas variações. No entanto, o gráfico chama a atenção para um movimento brusco ocorrido no quarto trimestre de 2022-2023, e que não se repetiu no ano fiscal de 2023-2024. Este indicador é relevante para a análise do mercado pois revela tendências de custo, impacto de políticas, viabilidade de investimentos e variações sazonais, auxiliando na previsão de preços e na tomada de decisões estratégicas no setor energético.

Figura 11 – Preço médio de energia DA vs. RT no Texas [18]



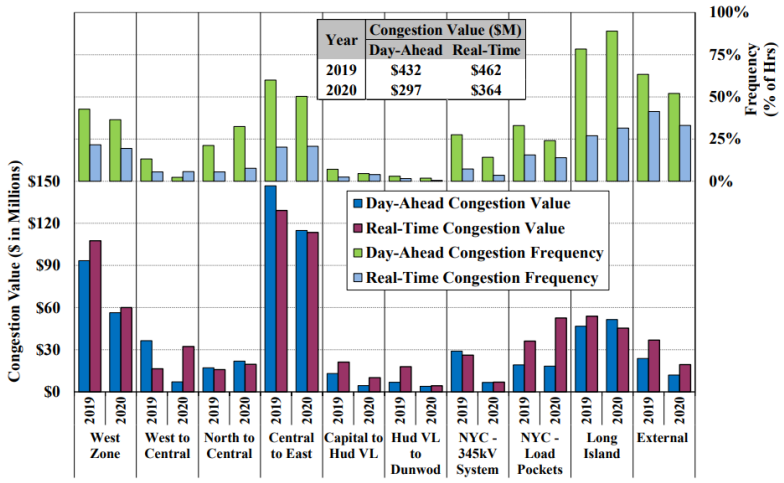
3.2.2.2. MÉTRICAS DE CONGESTIONAMENTO: ISO-NY

Uma métrica de interesse é a frequência de ocorrência de congestionamentos na rede de transmissão – i.e. a capacidade de interconexão chegou ao seu valor limite, em geral fazendo com que o mercado importador (com excesso de consumo) tenha preços mais altos que o mercado exportador (com excesso de geração. Este é um fator crítico para a eficiência e estabilidade do mercado de energia, podendo impactar os preços regionais e potencialmente também as estratégias dos agentes. A Figura 12 ilustra duas métricas de congestionamento na rede elétrica, o *congestion value* (valor do congestionamento) e a *congestion frequency* (frequência do congestionamento) para diferentes regiões em 2019 e 2020. Observa-se que o congestionamento varia entre os períodos *day-ahead* e *real-time*, refletindo as diferenças entre previsões de despacho e condições operacionais reais.

A frequência do congestionamento é um indicador mais direto, que indica em que proporção do tempo as linhas operaram na sua capacidade máxima (como um percentual das horas do ano). Já o valor do congestionamento representa um montante financeiro total (em milhões de dólares) correspondente à

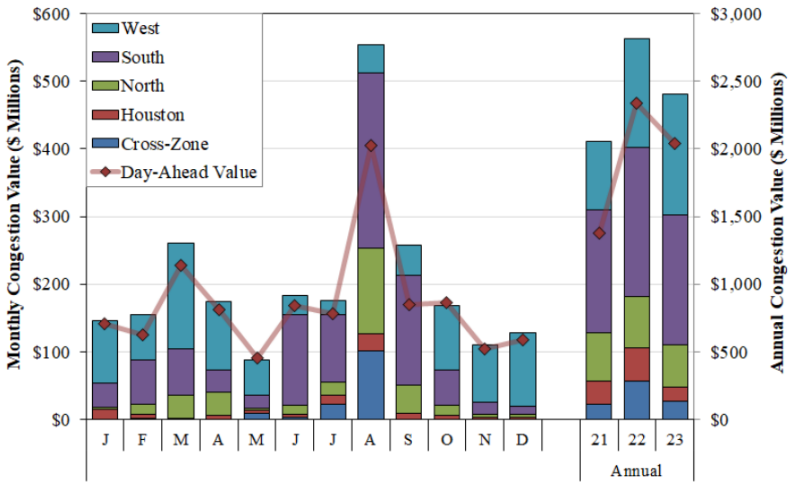
diferença entre o valor pago pela demanda e o valor recebido pelos geradores, que pelos fundamentos de mercado está intimamente relacionado à ocorrência de eventos de congestionamento e à sua "severidade" em termos de sobrecusto imposto ao sistema.

Figura 12 – Day-Ahead and Real-Time Congestion by Transmission Path NY 2019 – 2020 [19]



Já o segundo gráfico (Figura 13) apresenta a evolução mensal desta mesma métrica de valor do congestionamento, subdividida por diferentes regiões do ISO-NY em 2024 (12 barras à esquerda), e contrastada com a evolução anual referente ao período de 2021 a 2023 (3 barras à direita). Nessa análise, destaca-se picos sazonais e variações no custo do congestionamento ao longo dos anos. A correlação entre os gráficos sugere que, além das diferenças geográficas, o congestionamento também é altamente influenciado por fatores temporais, como variações na demanda e eventos climáticos. Essas métricas são essenciais para entender restrições na transmissão, avaliar impactos nos preços de mercado e embasar decisões sobre investimentos em infraestrutura elétrica.

Figura 13 – Valor de Congestão Real-Time por Zona NY 2024 [19]

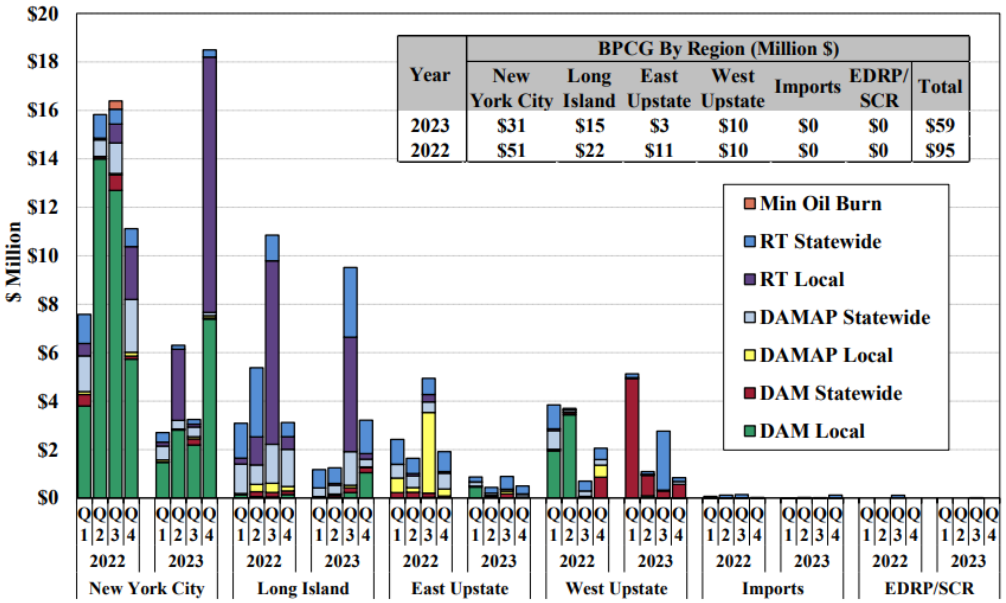


3.2.2.3.COMPORTAMENTO DOS CUSTOS DE *UPLIFT* (*CONSTRAINED-ON*): ISO-NY

O ISO-NY utiliza a nomenclatura "uplift" para referenciar a necessidade de pagamentos adicionais aos geradores de energia que precisaram ser despachados devido a restrições do sistema, mesmo que suas ofertas não sejam economicamente competitivas no mercado. Esta é uma situação conhecida em

diversos mercados de energia, por vezes denominada de pagamento *constrained-on* ou um *encargo de serviços de sistema*. Ela ocorre quando restrições de transmissão, requisitos de confiabilidade ou limitações operacionais exigem que determinadas unidades geradoras sejam acionadas, independentemente do preço da energia ofertado. O *uplift payment* compensa esses geradores pela diferença entre o custo real de operação e a receita obtida no mercado, garantindo que continuem funcionando sem prejuízo e contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico. O gráfico a seguir ilustra o montante total de custos deste tipo, associados a uma "remuneração garantida" (*Guarantee Payment*) pelas regras de mercado do ISO-NY.

Figura 14 – Uplift Costs in New York 2022-23 [19]



Year	BPCG By Region (Million $)						
	New York City	Long Island	East Upstate	West Upstate	Imports	EDRP/ SCR	Total
2023	$31	$15	$3	$10	$0	$0	$59
2022	$51	$22	$11	$10	$0	$0	$95

3.2.2.4. ANÁLISE DE OFERTAS VIRTUAIS: ISO-NE

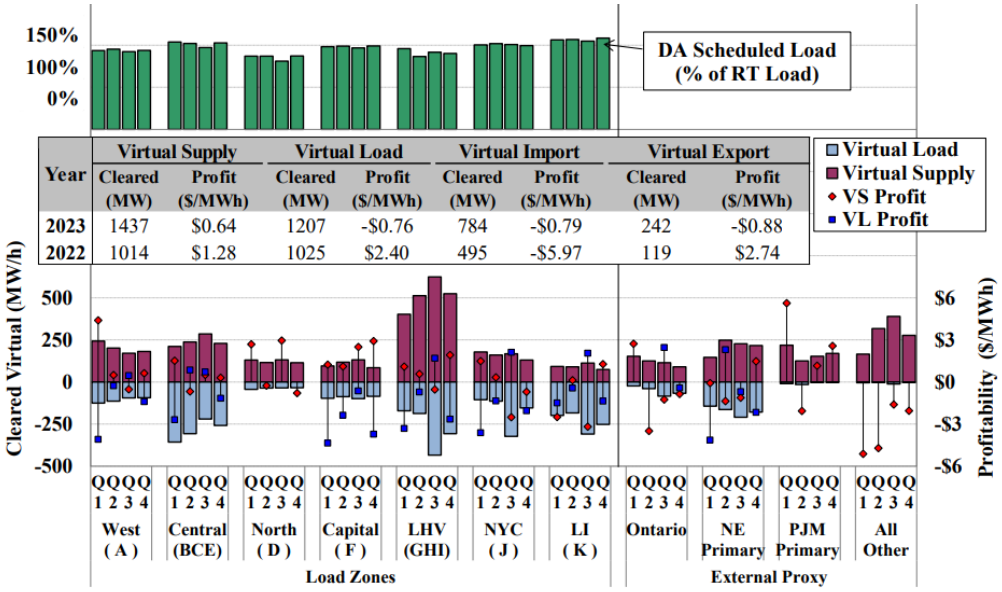
As "ofertas virtuais" são um mecanismo que permite a submissão de ofertas puramente financeiras no mercado de energia, criando um compromisso associado à transação comercial mas sem a expectativa de entrega física (ou consumo físico) do montante correspondente [13] . Elas permitem que os participantes explorem diferenças de preços entre o mercado do dia anterior (Day-Ahead Market - DA) e o mercado em tempo real (Real-Time Market - RT), identificando oportunidades de arbitragem (compatíveis com as suas políticas de risco) e assim contribuindo para a convergência entre os mercados DA e RT.

É comum, em mercados dos Estados Unidos, que (i) seja exigida uma diferenciação explícita entre oferta virtual e oferta física (rotulação no momento da submissão da oferta – apenas o ISO-NE não exige esta identificação explícita), e que seja aplicado um limite ao volume máximo e/ou ao número de segmentos ofertado em cada oferta virtual. Os limites exatos são diferentes em função das regras de cada mercado elétrico operado nos EUA.

O gráfico (Figura 15) apresenta uma análise das ofertas virtuais no mercado de energia elétrica, comparando os anos de 2022 e 2023. A parte superior exibe a relação entre a *carga programada* no mercado do DA e a carga real no mercado de RT, que se mantém próxima de 100%. No centro, uma tabela detalha os volumes negociados e a lucratividade das ofertas de suprimento, carga, importação e exportação virtual, mostrando que, em 2023, as ofertas de suprimento foram mais lucrativas, enquanto as de carga e importação resultaram em perdas. A parte inferior ilustra a distribuição das ofertas por

zonas de carga e mercados externos, destacando as diferenças regionais na arbitragem de preços, onde algumas áreas registraram maiores oportunidades de lucro enquanto outras apresentaram prejuízos.

Figura 15 – Atividade de ofertas virtuais (*Virtual Trading*): todas as horas, 2023 [22]



Year	Virtual Supply		Virtual Load		Virtual Import		Virtual Export	
	Cleared (MW)	Profit ($/MWh)	Cleared (MW)	Profit ($/MWh)	Cleared (MW)	Profit ($/MWh)	Cleared (MW)	Profit ($/MWh)
2023	1437	$0.64	1207	-$0.76	784	-$0.79	242	-$0.88
2022	1014	$1.28	1025	$2.40	495	-$5.97	119	$2.74

3.2.3.AÇÕES RESULTANTES DO MONITORAMENTO CORRETIVO

Nesta seção, destacamos que tipo de *desdobramento* pode surgir do monitoramento corretivo: embora os relatórios de monitoramento de mercado tenham uma importante função informativa e sirvam como instrumento de diagnóstico, na prática, caso seja identificado algum comportamento duvidoso, a execução de eventuais sanções deve seguir um caminho próprio. Como apresentado na seção 2.2, de um modo geral é o agente regulador quem estaria empoderado para exercer este tipo de ação, de forma separada da atividade de monitoramento de mercado. Exemplificamos a seguir o funcionamento desta atividade de aplicação de sanções no caso dos Estados Unidos e da Europa.

3.2.3.1.EUA

Conforme indicado anteriormente, nos Estados Unidos, a Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC) é responsável por estabelecer sanções relacionadas ao abuso de poder de mercado, supervisionando os mercados atacadistas de eletricidade e a transmissão interestadual. A FERC pode impor multas e sanções, além de garantir o cumprimento das regulamentações federais para assegurar que as tarifas e práticas sejam justas e razoáveis.

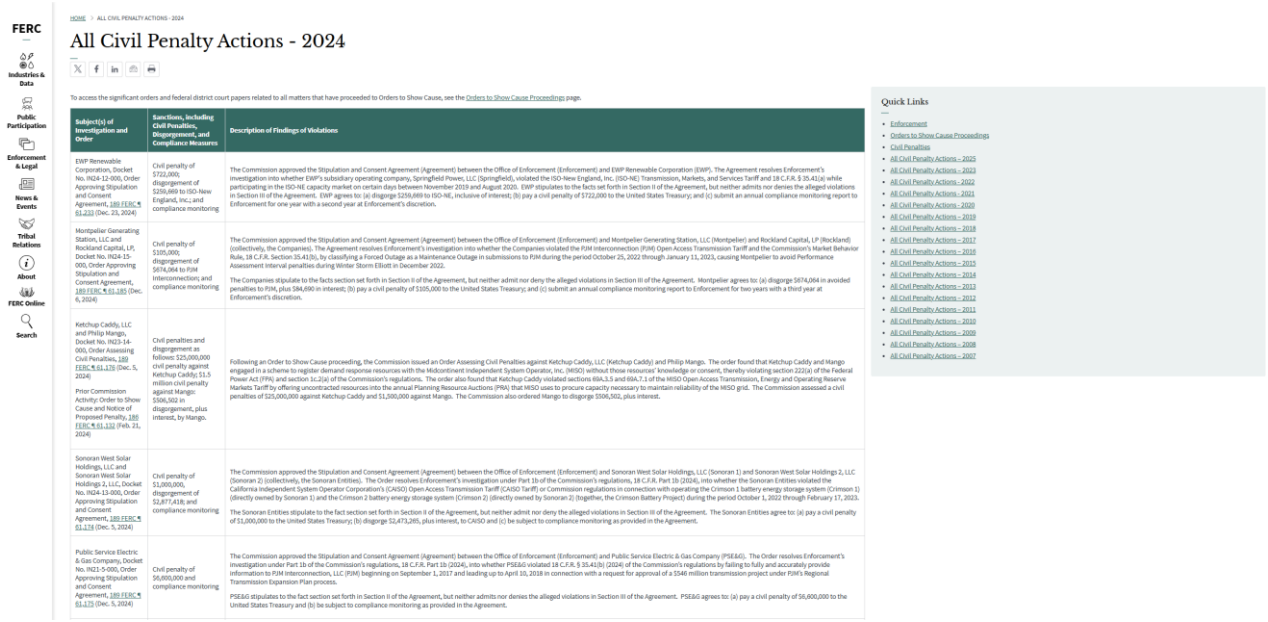
A capacidade da FERC de impor sanções civis foi significativamente fortalecida com a aprovação da Lei de Política Energética de 2005 (*Energy Policy Act* 2005)[23] , motivada pela crise energética da Califórnia entre 2000 e 2001 e pelas acusações de más práticas de mercado envolvendo empresas como a Enron.

Em 2010, a FERC revisou e emitiu as diretrizes mais recentes sobre o processo sancionador, com o objetivo de esclarecer o procedimento e garantir maior transparência na imposição de multas, que podem chegar a US$ 1 milhão por dia de infração, totalizando centenas de milhões de dólares ao ano em todo o país.

As ações legais conduzidas pela FERC contra qualquer agente são, em geral, informações públicas e

podem ser consultadas no site da FERC[2]. A lista é bastante extensa, como ilustrado na Figura 16 a seguir, mas cada evento pode ser acessado individualmente e examinado em detalhe.

Figura 16 – Ações de penalidade civil FERC 2024



O CASO JPMORGAN NO CAISO E MISO

Em 2011, o operador do sistema da Califórnia (CAISO) apresentou uma denúncia à Comissão Federal de Regulação da Energia (FERC) contra a JPMorgan Ventures Energy Corporation (JPMVEC). A alegação envolvia práticas comerciais suspeitas por parte da empresa, com o objetivo de manipular os preços do mercado de eletricidade.

Em julho de 2013, a FERC acusou formalmente a JPMVEC de manipular os preços da eletricidade na Califórnia e em outros estados do Meio-Oeste entre setembro de 2010 e novembro de 2012. A acusação se baseava na adoção de até 12 estratégias de oferta manipulativas, que resultaram em pagamentos artificialmente elevados. Entre elas, destacam-se:

(i) No CAISO, a JPMVEC auto programava geração a cada três horas e oferecia preços elevados nas horas intermediárias. Devido às restrições de rampa das usinas, o CAISO era forçado a despachar geração nesses períodos pelos preços ofertados, o que gerava pagamentos inflacionados à empresa. Além disso, a JPMVEC apresentava ofertas com preços negativos no final do dia e valores extremamente altos (US$ 999/MWh) no início do dia seguinte. Mais uma vez, as limitações de rampa levavam o operador a despachar geração nas primeiras horas do novo dia pelos preços elevados, resultando em pagamentos desproporcionais.

(ii) No MISO, a empresa inflava artificialmente os custos fixos (*no-load cost*) e o tempo mínimo de operação de suas usinas. Isso induzia o operador a despachar a geração da JPMVEC e a realizar pagamentos de garantia de suficiência de receita (RSG) significativamente superior aos custos reais de operação.

[2] https://www.ferc.gov/civil-penalties/all-civil-penalty-actions-2025

O CASO JPMORGAN NO CAISO E MISO

Para encerrar as acusações — sem admitir nem negar culpa — a JPMVEC concordou, em julho de 2013, em pagar um total de 410 milhões de dólares, distribuídos da seguinte forma:

- US$ 285 milhões como multa civil ao Tesouro dos Estados Unidos; e
- US$ 125 milhões em devolução de lucros obtidos indevidamente, sendo US$ 124 milhões destinados aos consumidores do CAISO e US$ 1 milhão aos do MISO.

Segundo os reguladores, o acordo demonstrava que a FERC havia fortalecido significativamente sua capacidade de aplicar sanções desde que o Congresso ampliou seus poderes após o escândalo da Enron [28] . No entanto, defensores dos consumidores e críticos alegaram que as medidas não foram suficientes nem como fator de dissuasão, nem para compensar de forma justa os consumidores e os participantes honestos do mercado. Além disso, há quem sustente que os reguladores jamais conseguirão acompanhar operadores sofisticados que dominam as brechas das regras.

Críticos apontaram que o caso da JPMorgan, somado a outros episódios anteriores, evidenciava a falta de disposição ou capacidade dos reguladores para impor uma dissuasão real. A multa de US$285 milhões equivalia a apenas ao dobro dos lucros que, segundo a FERC, a empresa obteve com o esquema — e representava pouco mais do que um único dia de receita do banco. A crítica principal é que empresas como a JPMorgan continuam tendo incentivos a explorar os limites da legalidade: se forem descobertas, o custo é suportável; se não forem, os ganhos são expressivos.

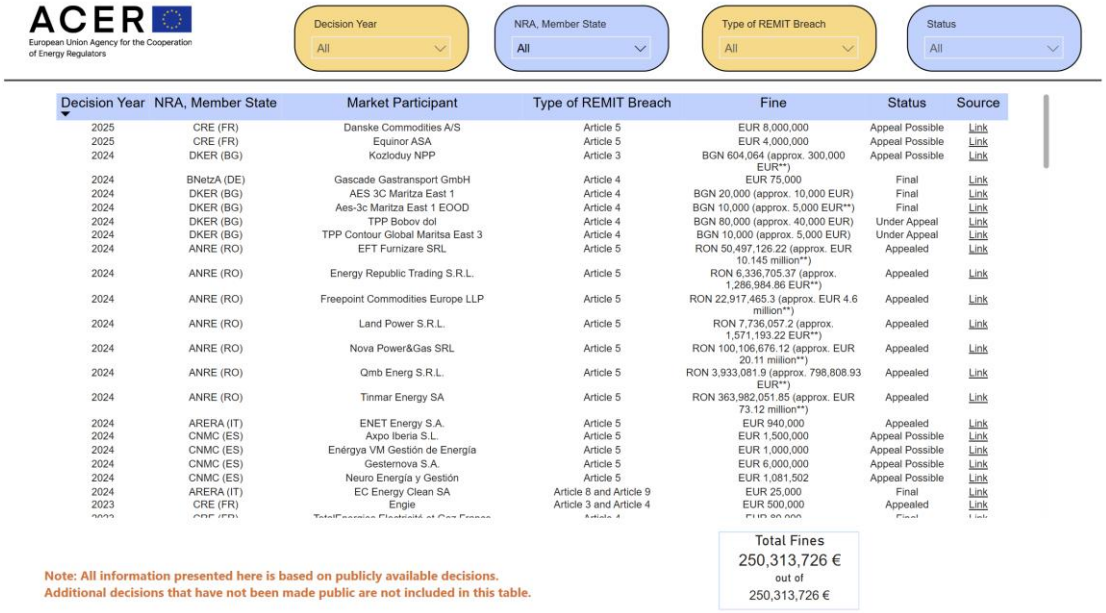
Alguns, como os senadores de Massachusetts Elizabeth Warren e Ed Markey, manifestaram dúvidas sobre se o acordo de fato compensou os consumidores. A devolução dos lucros tampouco ressarciu os geradores cujas ofertas legítimas foram rejeitadas pelos operadores do CAISO e do MISO. No caso da Califórnia, essa situação levou inclusive à reativação de caldeiras a vapor das décadas de 1950 e 1960 — bem menos eficientes e mais poluentes do que as usinas modernas.

3.2.3.2.EUROPA

O REMIT proíbe a manipulação de mercado e o uso de informação privilegiada nos mercados atacadistas de energia. Ambas as práticas podem, eventualmente, resultar em sanções. A ACER coopera estreitamente com as Autoridades Reguladoras Nacionais relevantes para monitorar os mercados atacadistas de energia e punir de forma eficaz as infrações ao REMIT. A lista de sanções impostas por violações às normas do REMIT é informação pública e está disponível no site da ACER[3]. A Figura 17 a seguir apresenta um resumo das decisões e sanções aplicadas por infrações ao REMIT: as multas aplicadas totalizam mais de 250 milhões de euros.

[3] https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions

Figura 17 – Lista de sanções ACER



ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Decision Year: All | NRA, Member State: All | Type of REMIT Breach: All | Status: All

Decision Year	NRA, Member State	Market Participant	Type of REMIT Breach	Fine	Status	Source
2025	CRE (FR)	Danske Commodities A/S	Article 5	EUR 8,000,000	Appeal Possible	Link
2025	CRE (FR)	Equinor ASA	Article 5	EUR 4,000,000	Appeal Possible	Link
2024	DKER (BG)	Kozloduy NPP	Article 3	BGN 604,064 (approx. 300,000 EUR**)	Appeal Possible	Link
2024	BNetzA (DE)	Gascade Gastransport GmbH	Article 4	EUR 75,000	Final	Link
2024	DKER (BG)	AES 3C Maritza East 1	Article 4	BGN 20,000 (approx. 10,000 EUR)	Final	Link
2024	DKER (BG)	Aes-3c Maritza East 1 EOOD	Article 4	BGN 10,000 (approx. 5,000 EUR**)	Final	Link
2024	DKER (BG)	TPP Bobov dol	Article 4	BGN 80,000 (approx. 40,000 EUR)	Under Appeal	Link
2024	DKER (BG)	TPP Contour Global Maritsa East 3	Article 4	BGN 10,000 (approx. 5,000 EUR)	Under Appeal	Link
2024	ANRE (RO)	EFT Furnizare SRL	Article 5	RON 50,497,126.22 (approx. EUR 10.145 million**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Energy Republic Trading S.R.L.	Article 5	RON 6,336,705.37 (approx. 1,286,984.86 EUR**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Freepoint Commodities Europe LLP	Article 5	RON 22,917,465.3 (approx. EUR 4.6 million**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Land Power S.R.L.	Article 5	RON 7,736,057.2 (approx. 1,571,193.22 EUR**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Nova Power&Gas SRL	Article 5	RON 100,106,676.12 (approx. EUR 20.11 million**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Qmb Energ S.R.L.	Article 5	RON 3,933,081.9 (approx. 798,808.93 EUR**)	Appealed	Link
2024	ANRE (RO)	Tinmar Energy SA	Article 5	RON 363,982,051.85 (approx. EUR 73.12 million**)	Appealed	Link
2024	ARERA (IT)	ENET Energy S.A.	Article 5	EUR 940,000	Appealed	Link
2024	CNMC (ES)	Axpo Iberia S.L.	Article 5	EUR 1,500,000	Appeal Possible	Link
2024	CNMC (ES)	Enérgya VM Gestión de Energía	Article 5	EUR 1,000,000	Appeal Possible	Link
2024	CNMC (ES)	Gesternova S.A.	Article 5	EUR 6,000,000	Appeal Possible	Link
2024	CNMC (ES)	Neuro Energía y Gestión	Article 5	EUR 1,081,502	Appeal Possible	Link
2024	ARERA (IT)	EC Energy Clean SA	Article 8 and Article 9	EUR 25,000	Final	Link
2023	CRE (FR)	Engie	Article 3 and Article 4	EUR 500,000	Appealed	Link

Total Fines
250,313,726 €
out of
250,313,726 €

Note: All information presented here is based on publicly available decisions.
Additional decisions that have not been made public are not included in this table.

Na coluna de infrações da Figura 17 ("*Type of REMIT breach*"), constam as seguintes opções:

- **Artigo 3**: referente ao uso de informação privilegiada.
- **Artigo 4**: trata da proibição de divulgação de informação privilegiada.
- **Artigo 5**: foca na manipulação de mercado.
- **Artigo 8**: refere-se à obrigação de reportar as informações solicitadas à ACER.
- **Artigo 9**: aborda a ausência de registro.

É importante destacar que as sanções por infrações ao REMIT são sempre aplicadas em nível nacional, conforme estabelecido pelo Artigo 13 do REMIT – ou seja, são os reguladores nacionais os responsáveis por efetivamente aplicar as penalizações. Já o Artigo 18 do REMIT determina que as normas sobre penalizações por infrações aos Artigos 3 e 5 são definidas pelos Estados-membros.

ESPANHA: FISCALIZAÇÃO DA OFERTA HIDRELÉTRICA E O CASO IBERDROLA

Entre 2007 e 2013, o componente energético da tarifa regulada para clientes residenciais na Espanha era definido por meio de leilões centralizados. Dez dias antes do início de cada trimestre, eram realizados leilões CESUR (Contratos de Energia para o Fornecimento de Último Recurso) para contratação de produtos de carga base e de ponta (das 8h às 20h) com horizonte de três meses. O regulador utilizava os preços resultantes desses contratos para calcular uma tarifa fixa de energia para os consumidores residenciais no trimestre seguinte. Os preços horários do mercado spot nos dias anteriores serviam como principal referência para os valores desses leilões.

No final de 2013, em um contexto de preços do gás acima da média, o governo decidiu cancelar abruptamente esse mecanismo. Alegou-se que os leilões estariam sujeitos à manipulação, argumentando-se que tanto a liquidez do mercado futuro ibérico quanto a dos próprios leilões não era suficiente para garantir preços verdadeiramente competitivos. Além disso, foi levantada a suspeita de que os preços spot anteriores à realização dos leilões também teriam sido manipulados.

ESPANHA: FISCALIZAÇÃO DA OFERTA HIDRELÉTRICA E O CASO IBERDROLA

Nesse contexto, a Iberdrola foi acusada de elevar artificialmente os preços horários do mercado atacadista de eletricidade, reduzindo deliberadamente a geração hidrelétrica de algumas usinas e substituindo-a por energia proveniente de fontes mais caras, como gás e carvão. Essa prática teria provocado um aumento dos preços no mercado spot e, consequentemente, uma elevação de 11% nos preços dos contratos do leilão trimestral seguinte. O então Ministro da Indústria classificou a situação como uma "manipulação grosseira" e solicitou que a Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC) investigasse o caso e punisse eventuais práticas anticompetitivas.

A CNMC concluiu que a Iberdrola havia manipulado o mercado de forma fraudulenta ao aumentar o preço da energia ofertada por suas usinas hidrelétricas localizadas nos rios Douro, Sil e Tejo entre 30 de novembro e 23 de dezembro de 2013. Após analisar os fluxos hídricos, os volumes de água armazenada e as opções de geração disponíveis à empresa durante esse período, o regulador entendeu que não havia justificativas técnicas ou econômicas — como escassez de água — que explicassem a drástica redução da geração hidrelétrica. Segundo o órgão, a empresa elevou de forma deliberada os preços da energia hidráulica, a fonte mais barata, forçando a entrada no mercado de energia gerada por ciclos combinados a gás, mais cara, o que contribuiu para elevar o preço final da eletricidade. Estimou-se que, apenas no mercado diário, a Iberdrola teria obtido um lucro de 21,5 milhões de euros, com um impacto total de 105 milhões de euros no mercado. O possível efeito desse aumento nos contratos trimestrais leiloados não chegou a ser avaliado. Em 2015, a CNMC impôs uma multa de 25 milhões de euros à Iberdrola, classificando a conduta como "muito grave".

Posteriormente, o Ministério Público Anticorrupção apresentou denúncia contra a Iberdrola e quatro de seus executivos, acusando-os de manipular o mercado para elevar o preço da eletricidade e obter lucros indevidos. Foram solicitadas penas de dois anos de prisão para os dirigentes e uma multa de 84,8 milhões de euros para a empresa. A Iberdrola recorreu da sanção junto à Audiência Nacional, alegando que não houve manipulação e que a gestão da água foi feita com base em critérios de otimização dos reservatórios e previsões hidrológicas, dentro das práticas operacionais normais. O processo de apelação se estendeu por vários anos e girou, em parte, em torno da avaliação de se a CNMC considerou corretamente as condições hidrológicas e de mercado, e se os direitos de defesa foram respeitados.

Em janeiro de 2024, a Audiência Nacional absolveu a Iberdrola e seus executivos, ao concluir que não havia provas de que a empresa tivesse retirado energia do mercado ou ofertado preços acima dos limites legais. O tribunal considerou que a atuação da empresa estava dentro dos parâmetros permitidos pela legislação vigente à época. O juiz entendeu que ficou comprovado que a Iberdrola comercializou, nas datas analisadas, toda a energia hidrelétrica de que dispunha. As acusações não contestavam esse ponto, mas alegavam que o preço da oferta era excessivo e injustificado. Em resposta, o juiz afirmou que a energia hidrelétrica era negociada em mercado livre, com preços definidos livremente pelas empresas geradoras, desde que não ultrapassassem o teto de 180 €/MWh — limite que, mais tarde, foi eliminado por exigência da União Europeia.

Além disso, o juiz destacou a complexidade de estimar o "valor da água", afirmando que os próprios peritos da CNMC admitiram que seus relatórios se baseavam apenas em estimativas sobre o preço que a energia hidrelétrica "deveria" ter na data analisada, sendo estudos fundamentados em probabilidades futuras. Segundo o magistrado, é de senso comum que, mesmo com reservatórios cheios, a ausência de chuvas pode rapidamente esgotar as reservas, o que justifica uma gestão cautelosa dos volumes armazenados. O juiz concluiu que não se pode condenar uma empresa com base apenas na dúvida sobre a adequação de seus cálculos, especialmente quando não há uma norma legal que estabeleça como deve ser calculado o valor da água nem exige o uso de referências do mercado futuro para isso.

FRANÇA: REMIT E O USO DE INFORMAÇÃO PRIVILEGIADA

A Comissão de Regulação de Energia da França (CRE), por meio do seu comitê sancionador (CoRDiS), multou a Engie em € 500.000 em 2024 por uso de informação privilegiada ("insider trading") no mercado atacadista de eletricidade. Foi constatado que a Engie violou o regulamento REMIT ao realizar 234 operações com base em informações privilegiadas sobre a disponibilidade de suas usinas entre 2019 e 2020. Além disso, a empresa deixou de publicar 22 eventos de indisponibilidade de recursos de geração, conforme exige a regulamentação de transparência do REMIT. Trata-se de um caso pioneiro de sanção por uso de informação privilegiada no setor.

DINAMARCA: CAPACIDADE TRANSFRONTEIRIÇA E POSIÇÃO DOMINANTE

Em janeiro de 2020, a Autoridade Reguladora da Dinamarca (DUR) multou a empresa Energi Danmark por manipular o preço no mercado elétrico do Nord Pool ao bloquear quase toda a capacidade disponível para a troca de eletricidade entre duas zonas distintas do mercado.

A Energi Danmark reservou a maior parte da capacidade de transmissão apenas para realizar transações consigo mesma, impedindo que outras empresas pudessem utilizá-la. Essa conduta bloqueou a interconexão entre as zonas, gerando artificialmente uma diferença de preços que não teria ocorrido na ausência desse comportamento anticompetitivo.

Apesar do lucro obtido com a prática ter sido de apenas cerca de € 10.000, o Ministério Público dinamarquês aplicou uma multa de 380.000 coroas (aproximadamente € 60.000), valor que a empresa aceitou pagar. A Energi Danmark já havia sido multada em 2018 por um caso semelhante, e sua condição de reincidente contribuiu para agravar a penalidade.

REINO UNIDO: RETENÇÃO DE CAPACIDADE

Em 2016, durante os períodos de maior demanda por eletricidade no inverno — conhecidos como "picos noturnos" — a empresa InterGen, operadora de usinas a gás, declarou falsamente que algumas de suas centrais estariam indisponíveis nesses momentos de pico. Diante dessa notificação, o operador do sistema, National Grid, receando um possível episódio de escassez, ativou o mercado de balancing de emergência. Nesse mercado, a InterGen obteve ganhos fraudulentos no valor de 12,8 milhões de libras.

Em 2020, o regulador britânico (Ofgem) multou a empresa em um total de 47,8 milhões de libras: 12,8 milhões referentes à devolução dos ganhos indevidos e 35 milhões como penalidade. Após considerar reduções pela colaboração da InterGen durante a investigação, o valor final da sanção foi ajustado para cerca de 24,5 milhões de libras.

3.3.ESTUDOS DE CASO DE MONITORAMENTO PREVENTIVO

Entre as medidas de mitigação do poder de mercado, diversos países adotam também práticas *preventivas* (vide seção 2.2) para garantir a concorrência justa e o funcionamento eficiente do setor elétrico. Um mecanismo simples de monitoramento preventivo é a aplicação de um *preço-teto* à

liquidação como um todo. Algumas práticas neste sentido são destacadas na seção 3.3.1 e 3.3.2, ilustrando que há ampla variedade nos tipos de limite que são aplicados em diferentes mercados. No caso do México, utiliza-se uma mitigação baseada em custos auditados (seção 3.3.3). Essa metodologia segue os princípios introduzidos na seção 2.6, e busca garantir que as ofertas de venda de energia estejam alinhadas com custos reais de operação, impedindo distorções de preço e práticas não competitivas. Temos ainda o caso particular utilizado pelo *PJM Interconnection* (seção 3.3.1.2), utilizado como exemplo de aplicação da metodologia de "agentes pivotais" como critério para a aplicação do monitoramento preventivo.

3.3.1. PRÁTICAS NOS ESTADOS UNIDOS

Nos mercados nodais dos EUA, em geral há dois enfoques comumente utilizados no contexto do monitoramento preventivo, de natureza fundamentalmente diferente.

- **Enfoque estrutural**: a decisão de confiar nas ofertas de geração (i.e. não aplicar mecanismos de mitigação) é baseada exclusivamente em uma análise de condições *estruturais* do sistema, e não nos valores das ofertas dos participantes do mercado. Esse enfoque geralmente verifica a existência ou não de agentes pivotais (ou seja, aqueles que são necessários para suprir a demanda em um nóou que podem modificar o estado de uma interconexão), usando um indicador como o *Three Pivotal Supplier* Test (3TPS), cuja definição é introduzida na Seção 2.4.3. Se uma situação de pivotalidade for detectada, as ofertas são monitoradas e mitigadas com base no nível de referência. Os principais mercados atacadistas que seguem esse enfoque para a mitigação do poder de mercado são o da Califórnia e o PJM.
- **Enfoque de "conduta e impacto"**: Neste enfoque, é empregado um processo em dois passos para avaliar o preço de oferta e o impacto dessa oferta no preço de mercado. O primeiro passo analisa se o preço de oferta do recurso excede um limiar específico, geralmente chamado de "nível de referência" da unidade geradora. Esta prática é análoga à validação de ofertas introduzida na seção 2.6, e representa o *teste de conduta*. Se esse teste falhar (ou seja, se a oferta estiver acima do nível de referência), aplica-se o *teste de impacto*. Esse segundo teste determina se o preço de oferta do recurso tem um impacto no preço de liquidação do mercado de energia, comparando-o com o preço de liquidação contrafactual que resultaria se a oferta da unidade fosse substituída pelo seu nível de referência. Se o preço de oferta falhar tanto no teste de conduta quanto no de impacto, esse preço de oferta será substituído pelo nível de referência. Esse segundo enfoque é utilizado no ISO-NE, NY-ISO e MISO.

Além destas duas principais classes de práticas de monitoramento, que serão exemplificadas e aprofundadas nas seções a seguir, destacamos outros tipos de monitoramento preventivo, como:

- A aplicação de limites de *preços* (i.e. com base nos resultados finais de mercado, no lugar da análise de comportamento dos agentes) – vide seção 3.3.1.3. Por exemplo, se o limite de preço no mercado for de R$ 1.000,00 e a oferta marginal for de R$ 1.200,00, o preço final da energia será limitado a R$ 1.000,00[4].
- A aplicação de limites à *flexibilidade* ofertada, i.e. a parâmetros como custos de *start-up* das ofertas multicomponente que podem restringir o perfil de produção dos geradores. De um modo geral, as limitações são relativamente brandas neste sentido – o ISO-NE, por exemplo, exige que alguns parâmetros sejam constantes ao longo do dia, ao passo que mercados do ISO-NY,

[4] Nesse caso, como o agente marginal não conseguirá recuperar integralmente seus custos, é comum a existência de um encargo destinado a cobrir essa diferença e garantir a adequada remuneração do agente.

Califórnia e Texas permitem variações até mesmo em intervalos mais curtos.

- A supervisão explícita de *ofertas virtuais*, que foi tratada na seção 3.2.2.4. Para avaliar o impacto das ofertas virtuais nos preços do mercado, os ISOs frequentemente realizam simulações do mercado sem considerar as ofertas virtuais.

3.3.1.1. DEFINIÇÃO DO NÍVEL DE REFERÊNCIA (ENFOQUE DE CONDUTA E IMPACTO)

No caso da metodologia de "conduta e impacto", um dos elementos importantes de desenho de mercado é *como definir* o "nível de referência" (contra o qual a oferta submetida pelo agente será comparada, em metodologia análoga à apresentada na seção 2.6). Existem várias alternativas, entre as quais se destacam:

- **Nível de Referência Baseado em Ofertas Aceitas**: o preço é calculado a partir da média das ofertas de venda recebidas do agente nos últimos 90 dias. Este método é muito utilizado para recursos hidrelétricos, que têm custos de oportunidade significativos.
- **Nível de Referência Baseado em Custos**: esse método se baseia nos custos diretos de operação (i.e. custos de combustível, custos administrativos e custos operacionais), e é usado principalmente no ISO-NE, MISO e NY-ISO. No PJM, os participantes atualizam esses custos diariamente conforme um manual de mercado.
- **Nível de Referência Baseado no Preço de Mercado (LMP)**: os preços são estabelecidos com base nas médias do mercado dos últimos 90 dias, ajustadas pelo custo do combustível. Esse método utiliza a tendência do mercado como um todo, no lugar de estimativas de custos operacionais de um agente individual.

3.3.1.2. MITIGAÇÃO DAS OFERTAS EM CASO DE VIOLAÇÃO DO 3TPS (ENFOQUE ESTRUTURAL)

O caso do PJM merece análise particular, com o *Three Pivotal Supplier Test* (introduzido na seção 2.4.3) sendo uma componente importante da atividade de monitoramento. A *Monitoring Analytics*, responsável pela elaboração dos relatórios de monitoramento, dedicou atenção significativa ao 3TPS, reforçando sua relevância como ferramenta para avaliação da concorrência e mitigação do poder de mercado no setor elétrico.

A aplicação desse teste desempenha um papel essencial na identificação e limitação da capacidade de certos agentes de influenciar preços de maneira não competitiva. Quando um fornecedor falha no 3TPS, o órgão regulador ou operador do sistema impõe medidas de mitigação, como o *offer capping*, restringindo as ofertas dessas unidades aos seus custos baseados em políticas de combustível. Esse mecanismo impede que geradores submetam propostas inflacionadas ou utilizem parâmetros operacionais inflexíveis, garantindo que os preços da energia sejam mais justos e alinhados com a concorrência.

Além disso, o 3TPS permite monitorar a frequência e a extensão das restrições de transmissão que resultam na formação de mercados locais. A análise do tempo em que essas limitações permaneceram ativas auxilia na identificação de gargalos estruturais e na proposição de ajustes para aprimorar a dinâmica do setor. Dessa forma, o teste contribui para um mercado de energia mais eficiente, transparente e equitativo.

A Tabela 6 descreve os resultados do teste 3TPS referente ao período de janeiro 2020 até setembro de 2024. Ao analisar os dados conclui-se que nos primeiros 9 meses de 2024 o teste falhou em 95.4% das horas, indicando que o mercado regulatório PJM é caracterizado pela presença de poder de mercado estrutural, ou seja, momentos em que três ou menos fornecedores foram essenciais para o

fornecimento de energia, permitindo potencial influência sobre os preços. Os dados mensais mostram variações ao longo dos anos, com altos percentuais de falha no teste.

Tabela 6 – Resultado Teste 3TPS Jan 2020- Set 2024 PJM [24]

	Percentual de horas pivotais				
Mês	2020	2021	2022	2023	2024
Janeiro	99.1%	91.4%	94.5%	92.1%	96.2%
Fevereiro	97.4%	88.7%	84.1%	91.6%	98.1%
Março	98.3%	87.2%	90.1%	96.0%	94.4%
Abril	96.5%	88.5%	92.8%	91.8%	98.8%
Maio	94.9%	83.9%	91.4%	89.1%	93.3%
Junho	89.9%	86.4%	85.7%	95.0%	96.2%
Julho	89.0%	86.4%	88.2%	96.8%	97.3%
Agosto	94.6%	76.3%	86.4%	94.5%	94.6%
Setembro	93.3%	82.9%	86.1%	95.3%	90.0%
Outubro	94.0%	91.9%	91.9%	95.7%	
Novembro	91.0%	86.7%	86.8%	95.8%	
Dezembro	83.6%	80.1%	87.7%	92.5%	
Média	93.5%	85.9%	88.8%	93.8%	95.4%

Os resultados apresentados na tabela foram calculados pela PJM, mas o Market Monitoring Unit (MMU) destacou que não conseguiu verificar esses números de forma mais desagregada. Embora a PJM tenha solicitado ajustes na plataforma para que dados mais detalhados fossem salvos (com o objetivo de realizar futuras verificações), a mesma observação tem se repetido nos relatórios de monitoramento nos últimos anos, indicando uma dificuldade em corrigir esta limitação. A indisponibilidade de dados desagregados impede estimar o quão frequentes foram as violações para *zonas* ou *agentes* específicos (conforme apresentado na seção 2.4.3), o que reforça a importância de uma disponibilização de informações mais detalhadas para uma análise mais precisa.

3.3.1.3.LIMITE DE PREÇOS

Tradicionalmente, nos estados regulados pela FERC, estava implantado um preço máximo de oferta (*offer cap*) de 1.000$/MWh. No entanto, durante os dias de clima extremo causados pelo Vórtice Polar de 2013-14, houve um aumento significativo no preço do gás natural, o que fez com que alguns recursos com requisitos de operação obrigatória operassem com prejuízo, já que seus custos marginais de curto prazo superaram o limite de oferta de 1.000$/MWh que estava em vigor na época. A FERC então concedeu isenções à aplicação das regras do limite de preço de oferta em algumas regiões para garantir que os recursos pudessem recuperar seus custos de curto prazo, mesmo que estes estivessem acima do limite.

Meses depois, a FERC iniciou uma investigação para determinar como melhorar a formação de preços nos mercados de energia e serviços auxiliares operados por mercados atacadistas regionais de energia, sendo a revisão do *offer cap* um dos aspectos analisados.

Por fim, na ordem 831 (Processo nº RM16-5-000, Item nº E-2, Ordem nº 831), a FERC decidiu revisar o limite de 1.000$/MWh para a oferta nos mercados do dia anterior e em tempo real. A regra final estabelece um "*soft price cap*" e um "*hard price cap*":

- O *soft price cap* é igual a 1.000$/MWh. O ISO verificará se as ofertas superiores a 1.000$/MWh e até 2.000$/MWh refletem com precisão o custo de um recurso antes que essas ofertas sejam incluídas no software do mercado. Essas ofertas, com custo de curto prazo superior a

1.000$/MWh (mas menores ou iguais a 2.000$/MWh), serão elegíveis para estabelecer o preço, desde que o ISO consiga verificar a oferta antes que o software do mercado seja executado.

- Além disso, o *hard price cap* corresponde a um limite de 2.000$/MWh nas ofertas de energia, que não poderá ser ultrapassado em nenhuma circunstância (até que haja outra mudança regulatória).

3.3.2. PRÁTICAS NA EUROPA

De um modo geral, a Europa se utiliza muito pouco de mecanismos de *monitoramento preventivo*, em vez disso utilizando mais as práticas de *monitoramento corretivo* (como introduzido na seção 3.1.3 e 3.2.3.2) e a própria competição no mercado para limitar o exercício de poder de mercado pelos agentes. O principal mecanismo de monitoramento preventivo na Europa é a aplicação de limites de *preço* (i.e. limites ao resultado de mercado, no lugar de um limite à oferta de algum agente individual), cuja aplicação é justificada por (i) um interesse em prevenir práticas anticompetitivas, (ii) um interesse na proteção do consumidor, e (iii) eventuais necessidades técnicas associadas aos softwares e algoritmos de formação de preço.

O preço máximo harmonizado nos mercados europeus de eletricidade varia conforme o prazo da contratação (i.e. nos mercados intradiários à medida que se aproxima o tempo real). Quanto mais próximo do tempo real, maior é o preço máximo. Por exemplo, no mercado do dia anterior, o preço máximo atual é de 4.000 €/MWh. Também é estabelecido um preço mínimo negativo, que no caso do mercado diário é de -500 €/MWh. No mercado intradiário, esses limites são, respectivamente, +9.999 €/MWh e -9.999 €/MWh.

Embora estes valores sejam uma referência para condições "usuais" de mercado, na prática a regulação europeia prevê que o preço máximo na Europa se ajuste automaticamente, com certa inércia, a possíveis mudanças nas condições do mercado. Conforme a decisão 2023/0123 da ACER [25] , caso o preço de liquidação seja superior a 70% do preço máximo no mercado do dia anterior[5] durante pelo menos dois dias dentro de um período móvel de 30 dias, o preço máximo será aumentado em 500 €/MWh no dia seguinte. Isto significa que o preço-teto europeu é ajustado de forma *dinâmica*, ao contrário do mecanismo rígido de preços-teto utilizado nos Estados Unidos (vide seção 3.3.1.3).

3.3.3. MÉXICO: VALIDAÇÃO COM BASE EM CUSTOS AUDITADOS

O mecanismo de monitoramento preventivo aplicado no México tem paralelos diretos com o mecanismo de validação de ofertas introduzido na seção 2.6, e com a lógica de análise da "conduta" utilizada em alguns mercados nos Estados Unidos (vide seção 3.3.1.1). Fundamentalmente, a Autoridade de Vigilância do Mercado Mexicano é responsável por estabelecer por meio de metodologias explícitas limites máximo e mínimo, e o CENACE (Centro Nacional de Controle de Energia) tem a responsabilidade de avaliar de modo automático se as ofertas dos participantes do mercado são consistentes com os preços de referência derivados de seus parâmetros de referência. Na prática, em geral a validação aplicada pelo CENACE é a "principal", visto que representa uma estimativa do operador sobre os custos reais da termelétrica. Vale destacar que, embora o México "oficialmente" siga um mecanismo de formação de preços baseado em custos (como afirmado na própria regra de mercado do país), podemos identificar a partir deste procedimento uma característica "híbrida" (análoga ao apresentado na seção 2.5), no sentido de que os agentes possuem *alguma* flexibilidade para submeter informações ao operador.

[5] Ou seja, considerando o preço máximo de 4.000 €/MWh, este limiar seria de 2.800 €/MWh.

O CENACE calcula os preços de referência para cada unidade de central elétrica, considerando diferentes fatores pré-definidos, em geral representando um "nível de *markup* máximo" sobre o valor "baseado em custos auditados" estimado pelo CENACE. Para os custos de arranque, é aplicado um percentual de 110% sobre os parâmetros de referência, levando em conta custos variáveis de operação e manutenção, o consumo de combustível no arranque e o índice de preço de combustível, conforme determinado pela Unidade de Vigilância do Mercado. Para o custo de transições entre possíveis "configurações" de uma termelétrica, também será aplicado o percentual de 110% sobre os custos de referência estabelecidos. No caso das ofertas preço-quantidade, as ofertas de venda de unidades de geração térmica ou com diferentes configurações seguirão o mesmo percentual sobre o custo total da curva de oferta incremental, considerando custos de operação em vazio, custos variáveis de operação e manutenção, tarifas do CENACE e de transmissão autorizadas pela CRE (Comisión Reguladora de Energía), além do custo marginal da curva de regime térmico e o índice de preço do combustível. Já para as ofertas de venda de recursos intermitentes despacháveis, o percentual de 110% será aplicado sobre o custo variável de operação e manutenção, além das tarifas do CENACE e de transmissão (encargos que pela regra devem ser contemplados no preço ofertado pelas renováveis). Quanto à oferta de disponibilidade de serviços de reserva, será aplicado o mesmo percentual sobre os custos estimados centralizadamente associados à provisão de cada tipo de serviço ancilar previsto pelas regras de mercado.

A regra de mercado prevê ainda que a Unidade de Vigilância do Mercado pode *isentar* determinadas unidades de geração do compromisso de submeter ofertas consistentes com os preços de referência: nestes casos, o CENACE *não* deverá realizar esta validação de ofertas. No entanto, a avaliação dos custos de arranque, da oferta incremental e da oferta de disponibilidade de reservas será feita separadamente e de forma independente desta possível isenção. Caso uma oferta avaliada exceda os preços de referência ou não respeite os limites estabelecidos pela Autoridade de Vigilância do Mercado, o CENACE rejeitará a parte correspondente da oferta e aplicará os preços de referência à unidade de central elétrica. Além disso, mesmo nos casos em que a Unidade de Vigilância do Mercado tenha concedido isenção a uma unidade de central elétrica quanto ao requisito de consistência com os preços de referência, continuarão sendo aplicadas as ofertas máximas e mínimas estabelecidas pela Autoridade de Vigilância do mercado.

Após essa avaliação, o CENACE enviará uma notificação de inconsistência ao participante do mercado por meio do Sistema de Recepção de Ofertas, informando o motivo da rejeição e reportando o ocorrido à Unidade de Vigilância do Mercado. O participante do mercado terá a possibilidade de solicitar a revisão dos parâmetros de referência registrados à Autoridade de Vigilância do Mercado dentro de um prazo de 10 dias após o dia de operação. Caso suas ofertas sejam rejeitadas, o participante poderá modificá-las e reenviá-las antes do fechamento do período de recepção de ofertas do mercado correspondente. Uma vez reenviadas, o CENACE realizará novamente a validação e a avaliação de consistência. Se forem consideradas válidas e consistentes com os preços de referência, as ofertas serão aceitas para consideração no Mercado de Energia de Curto Prazo.

Na prática, a tendência observada entre os participantes do Mercado de Energia de Curto Prazo é a de ofertar a energia próxima ao valor máximo permitido: ou seja, o custo variável estimado pelo CENACE acrescido de um percentual de 10% adicional. Isso ocorre porque as ofertas devem ser estruturadas de maneira a garantir a recuperação dos custos operacionais, respeitando os limites estabelecidos pelo CENACE e a Autoridade de Vigilância do Mercado. Além disso, as regras de validação exigem que as ofertas sejam consistentes com os preços de referência, ajustando ou rejeitando aquelas que ultrapassem os limites estabelecidos. Dessa forma, a precificação no teto permitido se torna um comportamento comum, já que os agentes buscam maximizar suas receitas dentro das restrições regulatórias vigentes.

4.Construção das recomendações

Neste capítulo consolidamos as recomendações de práticas de monitoramento de mercado que poderiam ser implementadas no mercado brasileiro, complementando as alternativas de desenho propostas nos relatórios anteriores do projeto. Como indicado na seção 2.5, boas práticas de monitoramento de mercado podem ser desejáveis para diferentes estratégias de desenho, envolvendo tanto elementos "por custo" quanto elementos "por oferta".

4.1.CONTEXTUALIZANDO A CONCENTRAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO BRASILEIRO

Como fundamentado ao longo do capítulo 2, a concentração de mercado é um dos principais indicadores para avaliar o grau de competitividade e o potencial de exercício de poder de mercado. Nesta seção, serão analisados os índices de concentração do setor elétrico brasileiro, a partir dos *concentration ratios* dos 3 e 5 maiores players do mercado (CR3 e CR5), em comparação com outros mercados internacionais apresentados nos Relatórios 2.1 [16] e 3 [26] (entregáveis e.2.r.1 e e.3.r).

Tabela 7: Concentration ratio 3 e 5 do Brasil e sistemas analisados na experiência internacional.

Sistema	CR3	CR5
Brasil	30%	38%
California	27%	36%
Chile	43%	50%
Colômbia	56%	70%
Coreia do Sul	68%	71%
El Salvador	52%	66%
Espanha	53%	68%
MER	24%	30%
México	68%	71%
Noruega	48%	59%
Nova Zelandia	66%	89%
PJM	30%	43%
Reino Unido	36%	52%
Texas	32%	40%
Vietnã	33%	46%

A análise dos concentration ratios (CR3 e CR5) do mercado de geração elétrica revela que o Brasil apresenta um cenário de concentração moderada a baixa, se comparado a outros mercados internacionais. O CR3 brasileiro, que reflete a participação de mercado das três maiores empresas geradoras, é de 30%, enquanto o CR5, que inclui as cinco maiores, atinge 38%. Esses números indicam que, embora haja grandes players com uma presença relevante, como a Eletrobras, o setor não é dominado por um número reduzido de empresas, sugerindo um ambiente relativamente competitivo e com espaço para a atuação de diversos agentes.

Ao comparar com outros países, observa-se que mercados como o mexicano e o sul-coreano

apresentam índices de concentração significativamente mais altos, com CR5 de 71%, o que reflete uma forte presença de empresas estatais ou oligopólios privados. Países como Colômbia, Espanha e El Salvador também exibem maior concentração que o Brasil, com CR5 variando de 66% a 70%. Por outro lado, mercados como os da Califórnia, Texas e PJM (nos Estados Unidos) apresentam concentração semelhante ou até inferior à brasileira, fruto de políticas voltadas para o incentivo à competição e à entrada de novos agentes, especialmente nas fontes renováveis.

No caso brasileiro, a presença histórica da Eletrobras, como principal agente do setor, ainda é significativa, mas tem sido gradualmente diminuída pelo avanço das fontes renováveis e pela entrada de novos players privados, tanto nacionais quanto estrangeiros, especialmente após a abertura do mercado e os leilões de energia. O crescimento acelerado da geração eólica e solar, com múltiplos projetos de menor porte e natureza mais descentralizada, tem contribuído para a redução da concentração e a pulverização do mercado.

No capítulo 2.3, discutiu-se a importância de manter um mercado estruturalmente competitivo. O nível de competitividade do mercado elétrico brasileiro, conforme evidenciado nos parágrafos anteriores, pode ser considerado satisfatório, mas isso não elimina a relevância de ações que promovam a concorrência e ampliem as oportunidades de participação. Essas iniciativas devem ser acompanhadas de um controle adequado da concentração de mercado, especialmente por meio da supervisão de fusões e aquisições (M&As). O controle de M&As deve ser visto como um instrumento complementar às medidas de incentivo à competição. Esse controle, somado ao estímulo à entrada de novos players e às ações de monitoramento preventivo e corretivo — que serão detalhadas nas seções 4.3 e 4.4 a seguir — contribui para a construção de um mercado mais robusto e menos vulnerável a condutas prejudiciais à concorrência.

4.2. DEFINIÇÃO DO MONITOR DE MERCADO

A implementação da atividade de monitoramento de mercado começa com a definição do monitor, que deve ser uma entidade com a capacidade técnica para de identificar potenciais problemas ou falhas no funcionamento do mercado elétrico, bem como um grau de empoderamento e independência que permitam que tais falhas sejam apontadas claramente durante o processo de monitoramento. A literatura sobre o tema aborda diferentes abordagens e organizações para essa atividade [6], [27], sendo uma das distinções mais comuns a diferenciação entre o monitor "interno" (geralmente, um departamento do operador do sistema, do operador do mercado elétrico, ou da agência reguladora – a exemplo do que ocorre na Colômbia, como colocado na seção 3.1.1) e o monitor "externo" (tipicamente, um grupo de especialistas ou empresa especializada, como é o caso, por exemplo, do México – vide seção 3.1.2).

O monitor interno tem como uma das principais vantagens o fácil acesso às informações e aos dados do mercado, devido à sua proximidade com o operador. Isso torna o monitoramento mais ágil e dinâmico, além de evitar a necessidade de contratar terceiros, o que pode reduzir custos e burocracia. Outro benefício é a diminuição do risco de vazamento de informações confidenciais. Contudo, o monitor interno pode estar mais sujeito a pressões de instituições ou organizações hierarquicamente superiores, fazendo com que algumas críticas sejam silenciadas no lugar de trazê-las à tona – comprometendo assim o objetivo central da atividade de monitoramento independente.

O monitor externo, por ser independente de qualquer entidade do setor, em princípio teria maior liberdade para atuar e manifestar suas análises, estando menos sujeito a pressões de outros agentes da hierarquia institucional, ainda que estes quisessem influenciar os resultados do monitoramento. A

contratação de um monitor externo envolveria um custo, mas não é claro se esse custo seria maior do que o custo de desenvolver a capacidade de monitoramento internamente – já que a terceirização eliminaria a necessidade de estruturar um departamento específico para o monitoramento nas instituições do setor. No entanto, a segurança dos dados no caso de um monitor externo requer uma política rigorosa, o que pode aumentar a burocracia e tornar o processo de acesso aos dados mais lento.

Na experiência internacional, não há consenso sobre a escolha entre um monitor interno ou externo. Nos mercados da América do Norte, há uma clara preferência por monitores externos (vide seção 3.1.4), frequentemente sem prejudicar a atuação de monitores internos, como forma de garantir maior independência e objetividade nas análises. Em contrapartida, a experiência de países europeus sugere que o monitoramento interno também pode ser eficaz, desde que a independência do departamento seja garantida, especialmente quando for necessário criticar a atuação do próprio operador.

Com base nas considerações anteriores e nos potenciais desafios de implementação (burocráticos e financeiros), considera-se que o caminho preferível para o setor elétrico brasileiro seria a estruturação de um monitor de mercado interno às instituições existentes. Embora em alguns casos internacionais o monitor esteja vinculado ao regulador, ao Ministério, ou ao operador do sistema, no caso brasileiro parece natural que o monitor de mercado esteja ligado às atividades da CCEE. Desta forma, deverá fazer parte de um *roadmap* de implementação de aprimoramentos ao mecanismo de formação de preços no Brasil a estruturação desta atividade de monitoramento, avaliando a necessidade de ampliação da equipe e eventualmente a criação de novos departamentos na CCEE com este fim.

O monitor de mercado deve ter as competências para fazer todo o processo de coleta e análise dos índices aplicáveis para o monitoramento corretivo e preventivo. Detalhes desta operacionalização dependeriam da lista exata de índices, que deve ser definida pelas instituições brasileiras. Entretanto, na seção 2.3 e no capítulo 3 há alguns exemplos de aplicação nos quais o Brasil poderia se inspirar.

Em uma etapa posterior, seria possível avaliar o interesse em se contratar também um monitor externo, responsável por análises adicionais independentes e complementares às análises do monitor externo. Esta alternativa de "coexistência" de dois monitores, com atribuições ligeiramente diferentes, pode ser uma forma de mitigar as vantagens e desvantagens de ambas as opções, proporcionando maior independência e acesso a dados. Nessa abordagem, em geral o monitor interno é responsável pelo acompanhamento das atividades diárias do mercado, como validação de ofertas e garantia de conformidade com as regras. Já o monitor externo realiza uma análise mais estrutural, avaliando a concentração do mercado, o desempenho de indicadores chave e investigando eventos suspeitos. Neste tipo de modelo, em geral cabe o monitor externo a publicação de relatórios periódicos e realização de uma análise estrutural sobre o desempenho do mercado – práticas associadas ao monitoramento corretivo e aprofundadas na seção 4.3 a seguir.

4.3.RECOMENDAÇÕES PARA O MONITORAMENTO CORRETIVO

Como introduzido na seção 2.2, o processo de monitoramento de mercado pode ser dividido em duas etapas: o monitoramento corretivo, abordado nesta seção, e o monitoramento preventivo, discutido na seção 4.4. Na abordagem proposta, inicialmente, ambos os tipos de monitoramento ficariam sob responsabilidade do monitor interno. Em uma fase posterior, o monitoramento corretivo poderia ser transferido para um monitor externo independente.

O monitoramento corretivo envolve a análise do comportamento do mercado após seu fechamento. Um aspecto essencial desse processo é o desenvolvimento das capacidades do monitoramento de mercado. Algumas das métricas mais comuns, de acordo com a experiência internacional, incluem o *Concentration*

Ration (CR), o Índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI), e o *Three Pivotal Supplier Test* (3TPS), detalhados na seção 2.2 e com algumas aplicações apresentadas na seção 3.3.3. Deve haver uma seleção de qual conjunto de índices é mais informativo, aplicando-os ao contexto do setor elétrico brasileiro.

As principais análises e resultados do monitor devem ser divulgados por meio de relatórios periódicos, aos quais todos os agentes do mercado devem ter acesso. Relatórios sobre o funcionamento do mercado, com análise de tendências de curto prazo, variações de preços, comportamento dos agentes e possíveis sinais de ineficiência ou manipulação, devem ter alta periodicidade, geralmente trimestral. Além desses, é recomendável a publicação anual de um relatório mais detalhado, que aborde não apenas o funcionamento diário do mercado, mas também questões estruturais, análises de concentração de mercado, investigações de situações suspeitas e um resumo das penalizações aplicadas ao longo do ano. Informações básicas sobre o mercado, como as ofertas dos agentes, volumes negociados, despacho de usinas e condições do sistema, devem ser divulgadas o mais rápido possível (como já é prática atualmente no Brasil).

Para garantir transparência e possibilitar que terceiros realizem análises do desempenho do mercado, é interessante que os dados sejam divulgados nominalmente (i.e. qual foi a empresa ou unidade geradora responsável por determinada oferta considerada suspeita). A divulgação nominal detalhada, entretanto, pode criar uma oportunidade para que os agentes possam usar essas informações para criar estratégias de conluio, de modo que nem sempre a melhor estratégia é a divulgação de todas as informações possíveis. Muito provavelmente, a melhor estratégia será limitar o tempo para publicação dos resultados detalhados (i.e. informação nominal só poderá ser disponibilizada algumas semanas após o fechamento do mercado), e/ou adotar sistematicamente uma estratégia de anonimização dos dados antes da sua publicação. Diferentes estratégias neste sentido poderão ser avaliadas e testadas pelo monitor de mercado.

Por fim, é fundamental garantir meios que permitam a penalização e sanção efetiva dos agentes, em casos em que a manipulação de mercado e/ou descumprimento de regras seja comprovado – em linha com o indicado na seção 3.2.3. Apesar de o processo de monitoramento existir justamente para coibir a violação das regras de mercado, ainda podem subsistir brechas que sejam exploradas para a realização de práticas anticompetitivas. Nesse contexto, além de assegurar que tais práticas estejam expressamente proibidas (como ocorre nos EUA e na Europa, conforme descrito nas seções 3.1.3 e 3.1.4) e de promover a correção dessas brechas na regulamentação tão logo sejam identificadas, é fundamental estabelecer uma política de penalização que assegure que os agentes percebam que cumprir a regulamentação do mercado é a estratégia que maximiza seu lucro unilateral.

A comprovação de manipulação de mercado exige a demonstração de que um agente, de forma intencional, adotou comportamentos que distorceram artificialmente os resultados de mercado (como preços ou alocações de energia), visando obter ganhos indevidos ou prejudicar outros participantes. Isso deve ser feito com base em uma análise detalhada do caso, do comportamento histórico desse agente no mercado e das dinâmicas de mercado no momento do fato em discussão. O monitor deve assumir uma postura puramente informativa e isenta, encaminhando casos suspeitos à entidade reguladora (ANEEL), que em última instância avaliará se a aplicação de penalidades é justificada, bem como a sua dosimetria.

As penalizações podem incluir, por exemplo, a aplicação de sanções, multas, e afastamento temporário do mercado (i.e. o agente não poderia submeter ofertas neste período). Como indicado na seção 2.1, é desejável que os agentes tenham acordado *ex ante* com a possibilidade de aplicação deste tipo de sanção, dando assim ao órgão regulador a flexibilidade de ajustar as penalidades conforme o caso. No

entanto, um princípio crucial é que as punições associadas a uma violação das regras devem ter magnitude compatível com os danos causados ao mercado e com os benefícios obtidos pelo participante ao infringir a norma; assim garantindo que o comportamento indesejável é *desencorajado*. Caso o agente racionalmente conclua que o benefício que ele pode extrair é maior que os custos das sanções possíveis, na prática haverá um incentivo para a violação das regras de mercado – situação que deve ser evitada.

4.4.RECOMENDAÇÕES PARA O MONITORAMENTO PREVENTIVO

4.4.1.LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO PARA AS OFERTAS PREÇO-QUANTIDADE

Visto que o Brasil já opera hoje um mercado com características "majoritariamente por custos" (vide seção 2.5), faz bastante sentido a aplicação de um mecanismo de *validação de ofertas* (vide seção 2.6) utilizando a informação de custos auditados que os operadores de mercado e do sistema já possuem hoje sobre o parque gerador existente. É interessante, neste contexto, aplicar paralelos com o caso do México (vide seção 3.3.3), em particular considerando que a informação que o operador dispõe não é perfeita (razão pela qual o México permite que a oferta desvie em até 10% do custo estimado). Também o caso dos Estados Unidos tem paralelos interessantes, em particular havendo a possibilidade de uso de outras fontes de informação (como apresentado na seção 3.3.1.1) para melhorar a estimativa de custo de referência. Com a possibilidade de que os agentes *voluntariamente* forneçam informações sobre os seus parâmetros operativos, é de se esperar que a qualidade da informação disponível para o operador melhore (ainda que gradualmente).

Na prática, como introduzido na seção 2.6 o principal mecanismo para o modelo de monitoramento preventivo proposto envolveria a definição de um limite superior (relacionado a uma limitação ao exercício de poder mercado) e um limite inferior (relacionado a uma limitação ao risco de segurança do suprimento) para as ofertas. O limite inferior é de particular importância para as ofertas de reservatório virtual (como descrito nas seções 2.5.2 e 2.5.3, estas ofertas estariam associadas à operação das hidrelétricas), e será tratado em mais detalhe futuramente, no Relatório 8 (entregável e.8.r) [15] . Na prática, há uma relação íntima entre o limite inferior e o limite superior aplicado às hidrelétricas: a diferença entre eles deve corresponder a uma "faixa de flexibilidade" permitida para as ofertas dos agentes. Desta forma, o Relatório 8 (entregável e.8.r) [15] trará refinamentos à metodologia recomendada para o monitoramento preventivo de agentes hidrelétricos que contribuirão tanto para a mitigação de riscos à segurança de suprimento quanto para a mitigação de poder de mercado – complementando, portanto, as recomendações deste relatório.

Para a maior parte dos agentes geradores, entretanto, o limite superior da curva de referência pode ser determinado diretamente a partir das informações de custos auditados pelo operador – de forma mais imediata para geradores termelétricos. Da mesma forma que é feito no México (vide seção 3.3.3), a oferta máxima para agentes renováveis pode ser estimada a partir dos seus custos de operação e manutenção, custos administrativos, e encargos. Também da mesma forma que no México, pode ser aplicado um fator de flexibilidade (por exemplo, permitindo que geradores ofertem um preço até 10% superior ao custo auditado). Finalmente, em princípio não é necessária a aplicação de um limite inferior a estas ofertas (de agentes não-hidrelétricos), já que para geradores sem reservatório não haveria impactos negativos à segurança de suprimento neste caso.

Como indicado na seção 2.6, a validação deve ser feita de forma automática pelo operador de mercado (CCEE), antes que as ofertas sejam incorporadas como um dado de entrada ao modelo de despacho. As regras para a rejeição ou ajuste de ofertas devem ser claras e previsíveis, evitando qualquer ambiguidade: por exemplo, a regulação pode estabelecer que, quando uma oferta não atender aos

critérios de validação, ela deve ser substituída por uma oferta padrão calculada pelo operador de mercado. Cabe ressaltar que a validação de ofertas aumenta a transparência e a confiança no mercado, incentivando a participação de mais agentes e promovendo a alocação eficiente dos recursos. Em um mercado com regras claras, onde comportamentos irregulares são detectados e punidos, e os preços refletem as reais condições de oferta e demanda, cresce o potencial para atrair investimentos e gerar benefícios para toda a sociedade.

4.4.2.FLEXIBILIDADE AO REDOR DOS PARÂMETROS DE CUSTO ESTIMADO

Como introduzido na seção 2.6, há situações em que pode ser interessante permitir que a oferta do agente possa *divergir* do parâmetro calculado centralizadamente pelo operador – por exemplo, porque o agente possui informação mais precisa sobre a sua própria usina. Entretanto, como ilustrado na seção 3.3.1.1, não existe uma metodologia para a definição desses parâmetros de limites que seja claramente preferível. Algumas considerações sobre uma metodologia desejável são:

- O limite deve ser amplo o suficiente para que o mercado baseado em ofertas permaneça eficaz;
- Os limites podem ser fixos ou depender das condições de mercado; e
- Os limites de oferta são distintos dos limites de preço, com o limite de preço (PLDmax) sendo geralmente bastante superior ao limite de oferta.

Vale observar ainda que, caso o mercado seja suficientemente competitivo, mesmo que o limite aplicado seja bastante amplo os agentes teriam interesse em ofertar preços mais baixos e mais condizentes com os seus custos operativos reais, já que esta seria a estratégia que maximizaria o lucro. Podemos pensar, por exemplo, na introdução de um nível de preço de referência $Pref$, tais que os limites de oferta seriam definidos e variariam conforme a tecnologia da usina da seguinte forma:

- Geradores renováveis teriam sua oferta limitada à faixa entre 0 e $Pref$; e
- Geradores térmicos teriam sua oferta limitada à faixa entre 0 e o maior valor entre $Pref$ e 130% do custo variável da usina.

Nota-se que o multiplicador de 130% foi selecionado como exemplo com base nas regras de participação de termelétricas no mecanismo de recomposição de reservas operativas (RRO), embora na prática seja um parâmetro adicional do mecanismo. Em um modelo de monitoramento preventivo como este, qualquer gerador do sistema poderia ofertar um preço de até $Pref$ sem que o monitor de mercado aplicasse qualquer mecanismo de mitigação, ao passo que térmicas mais caras poderiam ofertar até o seu CVU com uma margem adicional. Isto significa em particular que não seria necessário que os custos de todas as térmicas do sistema fossem auditadas – apenas os custos de térmicas com custo variável unitário suficientemente elevado (i.e. superior a $Pref$ dividido por 130%). Caso $Pref$ seja suficientemente elevado (por exemplo, compatível com o PLD máximo do mercado brasileiro atual), apenas uma *minoria* das térmicas do sistema precisariam ter seus custos auditados desta forma. Uma tendência geral observada nas análises deste relatório é que mercados mais desenvolvidos tendem a adotar limites menos restritivos, assim oferecendo maior flexibilidade aos agentes e reduzindo os custos de transação associados à validação independente dos parâmetros dos agentes – em vez disso usando os princípios da competição para garantir a boa conduta dos agentes.

4.4.3.TRATAMENTO PREVENTIVO DE RESTRIÇÕES OPERATIVAS

Embora a maior parte das práticas de monitoramento de mercado esteja ligada às ofertas *preço-quantidade*, uma consideração adicional que merece atenção é quando existe a possibilidade de declaração de algum tipo de restrição operativa por parte dos agentes de mercado. Nestes casos, faz

sentido aplicar algum tipo de validação a estas informações submetidas? Na prática, o principal *tradeoff* é que, quanto menor forem os intervalos entre as declarações dos agentes, mais precisa a operação poderá ser em relação à realidade física no momento do despacho (já que os agentes poderão submeter informação atualizada), mas a possibilidade de exercício de poder de mercado também poderá ser maior. Isto porque, caso um agente possa repentinamente e inesperadamente mudar a sua flexibilidade operativa declarada, isso pode impactar a operação do sistema, levando a picos de preço.

Na prática, o tratamento das restrições operativas dependerá fundamentalmente de qual o formato segundo o qual elas são submetidas pelos agentes e, em última instância, representadas no problema de otimização para o despacho e formação de preços. Por exemplo, no modelo descrito na seção 2.5.2, *todas* as restrições operativas possíveis são representadas no formato de "ofertas de perfil", ao passo que no modelo descrito na seção 2.5.3 há espaço para que algumas restrições operativas "físicas" possam ser informadas pelos agentes segundo outros formatos pré-definidos. No modelo do setor elétrico brasileiro atual, as principais restrições operativas são o "mínimo tempo ligado" e o "mínimo tempo desligado", que embora possam ser declaradas em calendários fixos anuais pelos agentes hoje já são responsáveis por alguns picos de preço observados na prática.

De um modo geral, especialmente considerando a realidade do setor elétrico brasileiro atual, é de se esperar que haja vantagem em permitir que os geradores termelétricos possam *aumentar* a sua flexibilidade operativa declarada no mercado em intervalos de tempo mais curtos (por exemplo, com declarações semanais ou diárias), porém aplicando uma restrição de que estes agentes não podem declarar uma flexibilidade operativa *menor* do que a representada pelos seus parâmetros de referência. Evidentemente, está claro que quanto melhor for a representação da flexibilidade operativa das termelétricas no modelo de despacho e formação de preço, mais bem direcionado será o despacho no referido modelo – de modo que a possibilidade de ofertas pelos agentes termelétricos pode melhorar a qualidade da solução encontrada, representando um potencial benefício de aumentar a característica "parcialmente por oferta" do modelo de mercado.

5.Conclusões

Com base em uma discussão centrada nos fundamentos e nas experiências internacionais, foi possível consolidar uma recomendação com os principais elementos recomendados para um mecanismo de monitoramento e mitigação de poder de mercado a ser aplicado no Brasil. Destacam-se em particular as seguintes componentes para este mecanismo:

- Investir na instituição de um monitor de mercado dentro da CCEE ("interno"), envolvendo a formação de uma equipe responsável com as competências necessárias para construir indicadores, fazer análises críticas, monitoramento e validação das ofertas do mercado quando conveniente.
- A criação de uma regra para o limite superior para as ofertas preço-quantidade que poderiam ser submetidas pelos agentes não-hidrelétricos (com limite inferior igual a zero). Por exemplo, este limite superior poderia ser sempre baseado nos custos auditados de cada unidade geradora; ou ele poderia ser baseado em um preço de referência Pref para a maior parte dos agentes (exigindo uma análise mais detalhada baseada em custos auditados apenas para unidades geradoras com custo superior, ou suficientemente próximo, ao parâmetro Pref).
- Para hidrelétricas, seria necessária uma regra que contemple tanto um limite superior (restringindo o exercício de poder de mercado) quanto um limite inferior (restringindo riscos à segurança de suprimento devido a um esvaziamento excessivo dos reservatórios). Embora alguns elementos preliminares para esta regra tenham sido trazidos neste relatório, a consolidação da regra recomendada será apresentada no Relatório 8 (entregável e.8.r) [15].
- É importante destacar que, embora o monitoramento preventivo deva estabelecer limites para que agentes não possam declarar a sua usina como possuindo uma flexibilidade operativa *inferior* a determinados parâmetros de referência, pode ser muito positivo (tanto para o sistema como para os agentes) criar mecanismos que permitam que os agentes possam declarar uma flexibilidade operativa *superior*.

Vale destacar ainda que muitas destas práticas (em particular a primeira e a última) seriam aplicáveis e trariam benefícios para o sistema ainda que o Brasil se mantenha no caminho da formação de preços "majoritariamente por custos" – como indicado na seção 2.5, mesmo mercados com estas características também podem estar vulneráveis ao exercício de poder de mercado.

6.Referências

[1] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Oferta (Produto e.6.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos

[2] Secretaría de Energía, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.” June 17, 2016.

[3] B. G. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. da Costa, and M. V. F. Pereira, “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints,” *Ieee T Power Syst*, vol. 7, no. 2, pp. 791–797, 1991, doi: 10.1109/59.141787

[4] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning,” *Math Program*, vol. 52, no. 1–3, pp. 359–375, 1991, doi: 10.1007/bf01582895

[5] PSR, META, and B. Mundial, “Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço (Produto e.4.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos

[6] F. A. Wolak, C. Graf, E. L. Pera, and F. Quaglia, “Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges,” *Work. Pap. Stanf. Univ.*, June 2021, Available: https://fsi-live.s3.us-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/mpm_review_gpqw.pdf

[7] F. A. Wolak, “Wholesale electricity market design,” in *Handbook on Electricity Markets*, Edward Elgar Publishing, 2021, pp. 73–110. Available: https://EconPapers.repec.org/RePEc:elg:eechap:18895_4

[8] M. C. Cavalleri, A. Eliet, P. McAdam, F. Petroulakis, A. C. Soares, and I. Vansteenkiste, “Concentration, Market Power and Dynamism in the Euro Area,” *SSRN Electron. J.*, Mar. 2019, doi: 10.2139/ssrn.3360233

[9] A. M. Knott and T. Pasipanodya, “The Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) Revisited,” June 2023, Available: http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3762836

[10] Superintendencia Delagada paraEnergía y Gas CombustibleUnidad de Monitereo de Mercadosde Energía y Gas Natural and Unidad de Monitereo de Mercadosde Energía y Gas Natural, “Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas - Jun2023–Ago2023.” June 30, 2023. Available: https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-UMMEG-jun-ago-2023.pdf

[11] H. J. Haas and P. Scheidecker, “Three Pivotal Supplier Test: Theoryand Application,” 2007. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2007/20070727-tps.pdf

[12] F. C. Munhoz, “Two-settlement system for the Brazilian electricity market,” *Energy Polic.*, vol. 152, p. 112234, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112234

[13] Hogan and W. William, “Virtual bidding and electricity market design,” *Electricity Journal*, vol. 29, no. 5, pp. 33–47, 2016, doi: 10.1016/j.tej.2016.05.009. Available: http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2016.05.009

[14] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Custo (Produto e.2.r2) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos

[15] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento (Produto e.8.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” Aug. 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos. [Accessed: Oct. 16, 2025]

[16] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por custo (Produto e.2.r1) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos

[17] Federal Energy Regulatory Commission, “Part 1C - Prohibition of Energy Market Manipulation.” Jan. 26, 2006. Available: https://www.ecfr.gov/current/title-18/part-1c

[18] Potomac Economics, “2023 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets.” May 01, 2025. Available: https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/05/2023-State-of-the-Market-Report_Final_060624.pdf

[19] Potomac Economics, “2023 State of the Market Report for the New York Iso Markets,” May 2024. Available: https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/05/NYISO-2023-SOM-Full-Report__5-13-2024-Final.pdf

[20] Potomac Economics, “2023 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets,” June 2024. Available: https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/06/2023-MISO-SOM_Report_Body-Final.pdf

[21] Potomac Economics, “Monthly Audit Report on the Southeast Energy Exchange Market for August 2024,” Sept. 2024. Available: https://potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/12/SEEM-Audit-Report-2024_08.pdf

[22] Potomac Economics, “2023 Assessment of the Iso New England Electricity Markets,” June 2024. Available: https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/100012/iso-ne-2023-emm-report-final.pdf

[23] Senate and House of Representatives of the United States of America, *Energy Policy Act of 2005*. 2021. Available: https://www.congress.gov/109/plaws/publ58/PLAW-109publ58.pdf

[24] Monitoring Analytics, “State of the Market Report for PJM 2024.” Mar. 13, 2025. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024.shtml

[25] The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, “ACER Decision 01-2023 on the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for the single day-ahead coupling.” Jan. 10, 2023. Available: https://www.nemo-

committee.eu/assets/files/ACER%20Decision%2001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC-0a132ebb295c3367900adde628585734.pdf

[26] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por oferta (Produto e.3.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos

[27] P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff, and D. Newbery, “A review of the monitoring of market power: The possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems,” *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*, Feb. 2005, Available: https://faculty.sites.iastate.edu/tesfatsi/archive/tesfatsi/MarketPowerMonitoring.Review2005.TwomeyGreenNeuhoffNewbery.pdf

[28] Federal Bureau of Investigation, “Enron: The collapse of the energy company Enron in December 2001 precipitated what would become the most complex white-collar crime investigation in the FBI’s history.” Available: https://www.fbi.gov/history/famous-cases/enron#:~:text=The%20collapse%20of%20the%20energy,the%20most%20circuitous%20paper%20trails.