

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.4.r

Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço

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

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

Conteúdo

1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos do projeto	2
1.3. Objetivos deste relatório	3
1.4. Estrutura deste relatório	3
2. Revisão bibliográfica	5
2.1. Fundamentos do equilíbrio.....	5
2.2. Ressalvas e extensões com foco no setor elétrico	9
2.3. Estratégias para solução explícita.....	17
2.4. Aplicação prática e recomendações	19
3. Paradigmas de formação de preço.....	25
3.1. Dinâmica físico-financeira de mercados elétricos	25
3.2. Preço “por custo” vs “por oferta”.....	27
3.3. Elementos de desenho na prática	29
3.4. Metodologia contemplando os modelos híbridos.....	33
3.5. Definição dos paradigmas considerada na análise	35
3.6. Resumo dos paradigmas.....	42
4. Comparações “por custo” vs “por oferta”	44
4.1. Metodologia e exemplos da comparação.....	44
4.2. Análise dos paradigmas quesito a quesito	46
4.3. Síntese dos resultados.....	64
5. Priorização e ponderação dos quesitos	66
5.1. Considerações sobre o contexto brasileiro	66
5.2. Considerações sobre migrações entre modelos	71
5.3. Pesos e notas ponderadas dos paradigmas.....	73
5.4. Conclusão da análise comparativa	80
6. Iniciativas de desenho paralelas	82
6.1. Considerações e ressalvas	82
6.2. Dinâmica com mercados de longo prazo	83
6.3. Iniciativas paralelas	84
6.4. Resultados das entrevistas	99
7. Conclusões	103
8. Referências bibliográficas	105
9. Anexo I: Passo a passo do cálculo da volatilidade de preços.....	113
10. Anexo II: Caracterização estrutural de mecanismos de formação de preço	115

11. Anexo III: Respostas às entrevistas	118
11.1. Importância dos quesitos.....	118
11.2. Desejabilidade das iniciativas paralelas	118
11.3. Perguntas de <i>follow-up</i>	120
12. Anexo IV: Endereçando a questão das externalidades nas cascatas.....	122
12.1. Exemplo ilustrativo do fundamento conceitual	122
12.2. Possíveis mecanismos para solucionar o problema	123
12.3. Exemplo de mecanismo de reservatório virtual	125

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 decorrente 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. 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 N° 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). No que se diz respeito ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), este tem evoluído significativamente nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

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

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

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

1.2.OBJETIVOS DO PROJETO

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

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

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

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

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

Este relatório corresponde ao entregável e.4.r do projeto. Ele é o último relatório da Primeira Fase deste Estudo, de Exploração, e assim consolida as informações obtidas da literatura acadêmica, das experiências concretas de diferentes países exploradas em relatórios anteriores e das consultas a especialistas da equipe consultora, que serão a base para as recomendações feitas em etapas posteriores deste Estudo.

O tema principal do relatório são vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço e despacho baseado em custos, baseado em ofertas e de mecanismos “híbridos”, com foco no contexto do setor elétrico brasileiro. Os objetivos específicos são:

- Dar suporte à tomada de decisão das autoridades do setor elétrico brasileiro acerca do mecanismo de formação de preços mais adequado aos objetivos nacionais, através de métricas quantitativas e metodologias gráficas.
- Apontar elementos da conjuntura específica do Brasil que influenciam a atribuição de “pesos” aos diferentes critérios de decisão.
- Discutir possíveis aprimoramentos ao desenho do mecanismo de despacho brasileiro que poderiam ser aplicados independentemente do paradigma de formação de preços selecionado (por custo ou por oferta).
- Consolidar informações dos entregáveis anteriores, de diagnóstico internacional – a saber, o e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: Preço por custo”) e e.3.r (“Diagnóstico internacional: Preço por oferta”) – apresentando um resumo comparativo dos mercados internacionais analisados.
- Discutir experiências internacionais de migração de um paradigma baseado em custos para um paradigma baseado em ofertas (ou vice-versa), indicando eventuais desafios encontrados nos processos migratórios.
- Coletar informações da literatura especializada e opiniões de especialistas para embasar a discussão e recomendações na sequência do Projeto.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

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

- O Capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura especializada sobre o tema da formação de preços “centralizada” (“por custo”) e “descentralizada” (“por oferta”), tanto em um sentido amplo (analisando fundamentos teóricos de equilíbrios de mercado em contextos econômicos e estratégias de solução aplicáveis em diferentes contextos) quanto no sentido mais específico do setor elétrico e suas particularidades.
- O Capítulo 3 apresenta uma discussão sobre elementos de desenho de mercado elétrico e o que constitui exatamente uma estratégia de desenho “por custos” ou “por oferta” na prática,

tomando em conta as múltiplas escolhas de desenho possíveis e como os países da experiência internacional se classificam. Este capítulo culmina com a consolidação de quatro paradigmas de formação de preço “representativos” que serão usados como base para as análises no restante do relatório.

- O Capítulo 4, tomando como base os paradigmas de formação de preço do Capítulo 3, apresenta uma análise das vantagens e desvantagens dos modelos de formação de preços segundo um conjunto de 11 quesitos, refletindo assim os *tradeoffs* centrais entre os mecanismos “por custos”, “por ofertas” e “híbridos”.
- O Capítulo 5 apresenta um critério para a priorização dos diferentes quesitos apresentados no Capítulo 4, fazendo uma discussão de elementos característicos do sistema brasileiro e da experiência internacional que podem direcionar e influenciar a escolha antes de apresentar um conjunto de “pesos” extraídos de entrevistas com especialistas. O capítulo culmina com um ranqueamento agregado dos paradigmas de desenho “representativos”, levando em conta o conjunto dos quesitos analisados.
- O Capítulo 6 analisa como outras iniciativas “paralelas” para aprimoramento do desenho de mercado brasileiro dialogam com a escolha (que constitui o eixo central da discussão deste projeto) entre paradigmas de formação de preço “por custo”, “por ofertas” ou “híbridos”.
- O Capítulo 7 conclui, em particular direcionando para entregáveis futuros deste projeto Meta II Formação de Preço as atividades de (i) construir o consenso com as instituições, agentes do setor, e membros da sociedade, e (ii) desenvolver melhor uma proposta conceitual para os mecanismos “híbridos” (seja “por custos adaptado” ou “por ofertas adaptado”), incluindo a sua integração com iniciativas de desenho paralelas consideradas “imprescindíveis” para o seu bom funcionamento.

2.Revisão bibliográfica

Um dos desafios de se fazer uma revisão bibliográfica sobre a aplicabilidade dos modelos de formação de preço “por custos” VS “por ofertas” no contexto brasileiro é a abrangência do tema – que engloba desde conceitos matemáticos e econômicos muito fundamentais até modelos numéricos extremamente especializados, passando por referências que estudam aplicações a temas mais específicos do setor elétrico. As hipóteses subjacentes e paralelismos entre os modelos “por custo” e “por oferta” são apoiadas nesta literatura, que de forma direta ou indireta permite uma discussão mais bem informada sobre os prós e contras destas duas classes de modelo.

Esta revisão bibliográfica é estruturada ao redor de quatro principais “eixos”, explorados em quatro seções deste capítulo. Cada seção inicia-se com uma discussão dos fundamentos, apresentando uma síntese do “estado da arte” da literatura, com foco nos principais elementos para o contexto de modelos “por custos” VS “por ofertas” aplicados ao setor elétrico. Algumas das referências bibliográficas relevantes para cada eixo são discutidas individualmente – mas nota-se que esta seleção de referências bibliográficas é necessariamente incompleta, devido à natureza muito abrangente do tema.

Os quatro principais eixos identificados são:

- **Fundamentos do equilíbrio:** Este primeiro eixo diz respeito aos fundamentos base da representação do problema, e em particular ao resultado *positivo* de sob quais hipóteses há equivalência entre o problema do planejador centralizado (que tem paralelos com o modelo de mercado “por custos”) e o problema descentralizado em que agentes buscam maximizar seus lucros (que tem paralelos com o modelo de mercado “por ofertas”).
- **Ressalvas e extensões com foco no setor elétrico:** Embora a estrutura matemática introduzida no primeiro eixo desta revisão bibliográfica seja bastante geral, ela não é suficiente para capturar todas as nuances da representação típica do setor elétrico. O objetivo deste segundo eixo é explorar estas características particulares, as dificuldades impostas, e possíveis extensões ou modificações ao problema base com o objetivo de melhor acomodar estas características.
- **Estratégias para solução explícita:** Considerando que, mesmo nos casos “idealizados” explorados no primeiro eixo, a equivalência entre os resultados do mercado “por custos” e “por ofertas” só é garantida sob a hipótese de competição perfeita (nenhuma influência das escolhas dos agentes sobre os preços), em muitos casos é desejável calcular explicitamente o resultado deste equilíbrio de mercado. Este eixo da revisão bibliográfica indica métodos computacionais para solucionar este tipo de problema e assim fazer uma comparação direta entre os resultados do mercado “por custos” e “por ofertas”.
- **Aplicação prática e recomendações:** Um quarto eixo da bibliografia envolve a análise mais direta dos prós e contras e construção de recomendações para a implementação de mercado de energia baseados em custos e/ou baseados em ofertas. Nota-se que, embora esta seja uma bibliografia mais diretamente relacionada com os objetivos do presente relatório de comparar as vantagens e desvantagens dos dois tipos de mecanismo (por custos e por ofertas), estas considerações práticas e recomendações devem sempre ser respaldadas pelas bases teóricas discutidas nos eixos listados acima.

2.1.FUNDAMENTOS DO EQUILÍBRIO

O contraste entre os mecanismos *centralizados* de tomada de decisão e os mecanismos *descentralizados* é bastante conhecido da literatura econômica, sendo muito explorado em livros-texto e por autores clássicos. A aplicação de modelos de otimização centralizada aplicados à economia como um todo foi

objeto de pesquisa intensa na União Soviética, com o economista e matemático Leonid Kantorovich recebendo o prêmio Nobel de economia em 1975 pelo uso de algoritmos de programação linear para a alocação de recursos em uma economia planificada [1]. Embora o período da guerra fria tenha trazido um elemento político e ideológico a esta questão, de um modo geral economistas ideologicamente defensores da economia de mercado (descentralizada) ou da economia planificada (centralizada) poderiam concordar em alguns aspectos-chave:

- Caso fosse possível operar a economia de forma centralizada com um tomador de decisão *onisciente* (detentor de todas as informações sobre toda a economia), *onipotente* (capaz de obrigar todos os agentes a agirem de acordo com as decisões centralizadas), e *benevolente* (tomando as decisões que beneficiam a sociedade como um todo), não há dúvidas que a decisão centralizada seria superior a qualquer decisão descentralizada.
- No mundo real, há *desvios* em relação a este tomador de decisão centralizado ideal. Autoridades em geral têm informação parcial, podem não ser capazes de instruir os agentes a realizar determinadas ações, e/ou serem influenciados por interesses particulares. Este conjunto de desvios é comumente referenciado como *falhas de governo*, e torna o modelo centralizado “real” menos eficiente do que este modelo “ideal”.
- Para o modelo descentralizado, similarmente as *falhas de mercado* representam um conjunto de desvios da idealidade que podem gerar fricções e tornar o modelo descentralizado “real” menos eficiente do que um modelo “ideal”. As falhas de mercado serão exploradas mais em detalhe na seção 2.2, no contexto do setor elétrico, mas de um modo geral elas incluem efeitos de competição imperfeita (como oligopólios) e externalidades.

Evidentemente, a centralização da tomada de decisão em um único setor (como é o caso do setor elétrico) é significativamente menos ambiciosa do que a centralização das decisões de toda a economia, de modo que é importante ter algum cuidado ao traduzir esta discussão entre modelos centralizados VS descentralizados aplicados à economia como um todo em uma discussão análoga entre modelos centralizados VS descentralizados aplicados ao setor elétrico especificamente. Ainda assim, existe um paralelo claro entre os modelos “por custo” de formação de preço da eletricidade e modelos centralizados, bem como os modelos “por oferta” e os modelos descentralizados. Desta forma, uma análise dos riscos de ocorrência de “falhas de governo” ou de “falhas de mercado”, em linha com os fundamentos econômicos básicos, mas levando em conta as particularidades do setor elétrico, deve ser uma componente importante da discussão de vantagens e desvantagens dos modelos por custo VS por oferta.

Uma componente não-trivial desta comparação entre modelos centralizados e descentralizados é demonstrar que (sob algumas condições) um modelo descentralizado “ideal” pode resultar em decisões *equivalentes* ao modelo centralizado “ideal”. Um trabalho seminal foi publicado em 1954 por Arrow e Debreu [2], que demonstrou esta equivalência na economia como um todo sob a hipótese de mercados de “seguros” completos (eficientes e sem custos de transação) através dos quais os agentes podem mitigar a sua exposição a choques externos e riscos de mercado. Diversas variantes e extensões deste modelo base vem sendo desenvolvidas ao longo das décadas, com diferentes aplicações, indicando que ainda há um interesse ativo de pesquisa acerca das condições de equivalência entre o modelo com decisões centralizadas e o modelo com decisões descentralizadas. Em particular, no contexto do setor elétrico, Philpott Ferris e Wetts [3] fizeram um desenvolvimento semelhante aplicado a agentes proprietários de hidrelétricas (portanto tomadores de decisões intertemporais) avessos ao risco (com preferências descritas utilizando medidas de risco convexas).

Matematicamente, o contraste entre o problema centralizado (um único tomador de decisão) e os

problemas descentralizados (múltiplos tomadores de decisão, tomando decisões interconectadas pela condição de fechamento de mercado) é sintetizado na Tabela 1. Tome uma *economia* em que são produzidos e consumidos vários produtos (roupas, eletricidade, utensílios domésticos, aulas de marcenaria, etc.). Seja \mathcal{R} o conjunto de todos os produtos da economia e \mathcal{A} o conjunto de todos os agentes econômicos. Seja g_{ar} (um número) o quanto o agente a (que pertence ao conjunto \mathcal{A}) produz do produto r (pertencente a \mathcal{R}) – sendo que um valor de g_{ar} negativo é interpretado como o agente a consumindo o produto r (g_{ar} representa, portanto, um valor de “produção ou consumo”, dependendo de se o valor é positivo ou negativo, respectivamente). Por exemplo, suponha uma economia que produza 10 bananas (produto 1) e 5 laranjas (produto 2). O mesmo agente econômico (agente 1) produz os dois produtos. E há dois consumidores: o agente 2 compra todas as bananas e o agente 3 compra todas as laranjas. Então $g_{11} = 10$, $g_{21} = -10$, $g_{12} = 5$, $g_{32} = -5$ e $g_{22} = g_{31} = 0$.

A quantidade produzida g_{ar} depende de uma série de decisões. Vamos representar essas decisões pelo vetor u_a (o subíndice a indica que cada agente possui suas próprias variáveis de decisão). Assim, g_{ar} pode ser escrito como uma função de u_a : $g_{ar}(u_a)$. No exemplo acima, u_1 seria um vetor contendo a quantidade de trabalhadores contratadas, a alocação deles entre a produção de bananas e laranjas, o tamanho da área de plantio, etc. Existem limites a essas decisões: o produtor não pode contratar uma quantidade infinita de trabalhadores, por exemplo. Ou, seja existe um conjunto de decisões viáveis, que denotaremos por \mathcal{U}_a .

Se a decisão tomada for $u_a \in \mathcal{U}_a$, o agente $a \in \mathcal{A}$ produz $g_{ar}(u_a)$ do produto $r \in \mathcal{R}$ e incorre em um custo $C_a(u_a)$. Vamos considerar que, assim como $g_{ar}(u_a)$, $C_a(u_a)$ pode receber um valor negativo de u_a como entrada e também assumir valores negativos –representando, assim, a chamada *função utilidade* do consumidor (em caso de $C_a(u_a)$ negativo, $-C_a(u_a)$ representa o “benefício de consumir” um valor $g_{ar}(u_a) < 0$). No exemplo acima, o agente 1, o produtor, incorre em um custo $C_1(u_1)$ positivo para produzir 10 bananas e 5 laranjas. Os agentes 2 e 3, ao consumirem as bananas e laranjas, extraem uma utilidade $-C_2(u_2)$ e $-C_3(u_3)$.

A primeira coluna da Tabela 1 mostra o problema centralizado *PC*, quando há um planejador central que toma *simultaneamente* todas as decisões u_a da economia (para todos os agentes a). Para tomar essa decisão, o planejador deve ter acesso a todas as informações individuais dos agentes ($C_a, g_{ar}, \mathcal{U}_a$) e as decisões u_a orientadas pelo planejador devem ser seguidas pelos agentes. O planejador minimiza o custo total da economia, sujeito a restrições de balanço para cada produto (a produção deve ser maior ou igual ao consumo) da forma $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$ e aos conjuntos de decisão viáveis $u_a \in \mathcal{U}_a$.

No caso de tomada de decisão descentralizada (os agentes decidem individualmente o quanto produzir), cada agente a maximiza o seu lucro (ou sua função utilidade, no caso dos consumidores). Essa otimização (problema PI_a) é apresentada na segunda coluna da Tabela 1. O agente vende a quantidade produzida $g_{ar}(u_a)$ de cada produto r a um preço π_r , e o lucro (a função objetivo) é obtido ao subtrair o custo da sua decisão. A restrição, novamente, é que a decisão pertença ao conjunto viável \mathcal{U}_a . Temos assim um conjunto de otimizações individuais (uma para cada agente) acopladas pelos sinais de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ – ou seja, o preço π_r é a única variável que “interconecta” as otimizações de todos os agentes produtores ou consumidores do produto $r \in \mathcal{R}$, aparecendo em todos os problemas PI_a correspondentes.

As *condições de fechamento de mercado (FM)*, indicadas na terceira coluna da Tabela 1, definem o valor dos preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ – e, conseqüentemente, as decisões tomadas por cada agente. Elas podem ser sintetizadas como: (i) cada agente deve tomar uma decisão u_a^* que maximiza o seu próprio lucro (como representado nos problemas individualizados PI_a) dados os sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$; (ii) quando agentes

agem desta forma, as decisões resultantes satisfazem à condição de acoplamento $\sum_a g_{ar}(u_a^*) \geq 0$ (a mesma representada no problema do planejador PC , representando a “suficiência de produção”: toda quantidade de cada produto $r \in \mathcal{R}$ que é consumida por algum agente deve ser produzida por outro agente) para todos os produtos; (iii) a última condição, representada com \perp , é a complementariedade das folgas¹ (no sentido de dualidade, clássico em otimização): um produto $r \in \mathcal{R}$ que apresente excesso de produção (isto é, $\sum_a g_{ar}(u_a^*) > 0$ estritamente) deve ter preço π_r igual a zero, e um produto que apresente preço π_r estritamente maior do que zero não deve ter excesso de produção ($\sum_a g_{ar}(u_a^*) = 0$).

Tabela 1: Síntese comparativa: Problema do Planejador, Problema Individualizado, e condição de Fechamento de mercado

Problema do planejador: PC	Problema individualizado: $PI_a(\{\pi_r\}_r)$	Fechamento de mercado: FM
$\min_{\{u_a\}_{a \in \mathcal{A}}} \sum_{a \in \mathcal{A}} C_a(u_a)$ $s. t. \sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a) \geq 0 \quad \forall r \in \mathcal{R}; \pi_r$ $u_a \in \mathcal{U}_a \quad \forall a \in \mathcal{A}$	$\max_{u_a} \sum_{r \in \mathcal{R}} \pi_r g_{ar}(u_a) - C_a(u_a)$ $s. t. u_a \in \mathcal{U}_a$	$u_a^* \in \arg \max PI_a(\{\pi_r\}_r)$ $0 \leq \pi_r \perp \sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a^*) \geq 0 \quad \forall r \in \mathcal{R}$

Vale destacar que os preços π_r emergem mesmo no caso do problema centralizado PC , como “preços-sombra” (variáveis duais) associados às restrições $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$. Mesmo na ausência de um mercado ou do conceito de “lucro” para os agentes tomadores de decisão, há algo de fundamental nos preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$, que podem ser entendidos intuitivamente como sinais para a *coordenação* entre as decisões individuais.

O resultado clássico de equivalência entre a decisão centralizada e a decisão descentralizada envolve impor algumas condições para que as decisões u_a resultantes do problema do planejador PC sejam idênticas às decisões u_a^* resultantes das condições de fechamento de mercado FM (sendo que as condições FM referenciam os problemas individualizados PI_a de cada agente, intermediados pelos sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$). Condições tipicamente exigidas para que exista equivalência entre o problema centralizado PC e as condições de fechamento de mercado FM são:

- que as funções custo C_a sejam *convexas* e que as funções de produção g_{ar} sejam *côncavas* – uma hipótese bastante forte, que será explorada na seção 2.2.
- que o problema do planejador PC seja construído utilizando informação perfeita. Em particular, a função custo enxergada pelo planejador deve ser igual à soma das funções custo dos diferentes agentes, e o planejador deve conhecer as funções C_a e g_{ar} perfeitamente – uma hipótese que será explorada na seção 2.3.
- que não existam *externalidades* a este problema. Ou seja, caso exista qualquer tipo de *acoplamento* entre as decisões u_a de diferentes agentes, (i) este acoplamento deve poder ser representado por restrições da forma $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$ incorporadas ao problema do planejador central PC , e (ii) *todas* as restrições com esse formato devem traduzir-se em sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ percebidos nos problemas individualizados PI_a . A possibilidade de externalidades

¹ A notação $0 \leq x \perp y \geq 0$ significa que devem valer: $x \geq 0$, $y \geq 0$ e $x \times y = 0$ (x e y são positivos e pelo menos um deles é zero).

afetando este resultado de equilíbrio é endereçada na subseção 2.2.4 e na seção 2.3.

A construção matemática da Tabela 1 contrasta o problema de um planejador central para toda a economia com o resultado obtido pela decisão descentralizada de todos os agentes dessa economia. E, como dito anteriormente, existe uma analogia entre a discussão “modelos centralizados VS descentralizados aplicados à *economia como um todo*” com a discussão “modelos centralizados VS descentralizados aplicados ao *setor elétrico*”. É fácil ver tal analogia: troque, nas explicações dadas acima, “economia” por “sistema elétrico” e “planejador central” por “operador”. Os agentes são consumidores, geradores e outros participantes do setor elétrico. E há vários produtos: a eletricidade entregue em dado nó da rede e instante pode ser um produto distinto da eletricidade em outro nó e instante (vide seção 2.2.1); pode haver produtos de reserva (ver seção 2.2.3); o operador pode otimizar o consumo e/ou produção de um ou mais combustíveis térmicos (caso em que tais combustíveis também são considerados produtos). A formulação dada é bastante geral e permite considerar esses e outros casos.

Devido a esta analogia, as condições listadas acima para equivalência entre a decisão centralizada e a decisão descentralizada, no contexto da otimização da economia, também garantem (se válidas) a equivalência das decisões centralizada e descentralizada no contexto específico do setor elétrico.

Há ainda outros detalhes da representação dos problemas *PC* e *FM* que podem ser relevantes, e que são explorados na literatura econômica – em particular, tanto [2] quanto [3] exploraram a questão da *incerteza e intertemporalidade* das decisões. Embora a representação simplificada apresentada na Tabela 1 não seja capaz de capturar todas estas nuances, ela é suficiente para apresentar as hipóteses subjacentes mais marcantes para o resultado clássico de equivalência, listadas nos tópicos acima e que serão questionadas e exploradas nas seções a seguir.

2.2. RESSALVAS E EXTENSÕES COM FOCO NO SETOR ELÉTRICO

A aplicação das teorias fundamentais de mercados competitivos (como introduzido na seção 2.1) ao setor elétrico ganhou muita força com a liberalização de diversos mercados elétricos internacionais, particularmente com a experiência do Chile na década de 1980 [4] e do Reino Unido na década de 1990 [5]. Embora este processo de reforma do setor tenha envolvido uma série de inovações no setor elétrico (em particular, com a reestruturação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização), uma inovação importante foi a criação do conceito de um sinal de preços *temporal* e *locacional* para a eletricidade, o preço *spot*, atualmente amplamente disseminado em mercados elétricos em todo o mundo [6]. A lógica de aplicar um preço para a eletricidade entregue a cada instante de tempo pode parecer natural agora que muitos setores elétricos e agentes de mercado são organizados ao redor deste sinal de preço, mas foi uma mudança de paradigma significativa na época.

Utilizando a notação da seção 2.1, o princípio-chave é que a energia entregue a *cada instante de tempo* e em cada *localidade da rede elétrica* corresponderia a um dos “produtos” $r \in \mathcal{R}$ representados – e, portanto, sujeitos a diferentes sinais de preço π_r . Na prática, a implementação adotada em mercados elétricos individuais pode fazer distinção entre a “granularidade temporal” e “granularidade espacial”

aplicada na definição dos preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$, o que será explorado em mais detalhe na seção 3.3².

Com esta interpretação da eletricidade (zonal e locacional) como diferentes *produtos*, que entram nos problemas de otimização do setor (problema centralizado PC e individuais PI_a), a infraestrutura apresentada na seção 2.1 já é capaz de acomodar muitos aspectos do setor elétrico – razão pela qual a proposta de introduzir uma lógica de mercado no setor ganhou força, com autores como Schweppe [6], Stoft [7] e Hunt [8]. Em particular, muitas tecnologias de geração de energia (bem como as preferências dos consumidores de eletricidade) podem ser representadas por funções custo C_a convexas e funções produção g_{ar} côncavas, como exigido para a equivalência dos problemas da seção 2.1. Outro exemplo são as termelétricas flexíveis, caracterizadas por um custo variável unitário constante e uma capacidade máxima de geração. Mesmo as hidrelétricas com reservatório, com sua característica intertemporal, podem ser contempladas adequadamente por essa representação – a função de produção g_{ar} pode capturar a possibilidade de escolha entre produzir eletricidade em diferentes horários (ou seja, a produção de diferentes “produtos” $r \in \mathcal{R}$), acoplada pela decisão u_a .

Embora a formulação da seção 2.1 seja bastante flexível e capaz de capturar uma série de particularidades do setor elétrico, há algumas complexidades para as quais cabe uma discussão adicional, que serão objeto das subseções a seguir. Na prática, os reguladores devem tomar uma decisão ao desenhar as regras do mercado elétrico entre (i) “ignorar” estas questões no seu desenho, implicitamente considerando que a idealização apresentada na seção 2.1 é uma boa aproximação da realidade e que, caso alguma distorção seja introduzida pelas questões indicadas a seguir, ela deverá ser de pequena magnitude; ou (ii) “incorporar” estas questões no seu desenho de mercado, criando algum tipo de mecanismo explícito para endereçar esta questão (tanto do ponto de vista da representação física quanto do ponto de vista dos fluxos financeiros envolvidos).

2.2.1. ELEMENTOS DA REDE ELÉTRICA DE TRANSPORTE

Como discutido anteriormente, é possível representar funções de produção g_{ar} que envolvam um “acoplamento” entre as decisões de produção de diferentes produtos $r \in \mathcal{R}$ – que, no caso da eletricidade, representam diferentes horários e diferentes localidades. Consequentemente, à primeira vista seria possível incluir no paradigma apresentado na seção 2.1 agentes *de transporte* – isto é, agentes que tomam decisões acopladas envolvendo múltiplas *localidades* (onde o transporte de energia da localidade A para a localidade B é representado como um consumo $g_{ar} < 0$ na localidade A e uma produção $g_{ar} > 0$ na localidade B).

Na prática, entretanto, há algumas características importantes do setor elétrico que fazem com que tratar o transporte de eletricidade desta forma não seja desejável – razão pela qual em todas as propostas de liberalização do mercado desenhadas a partir da década de 1980, o setor de transmissão e de distribuição foram tratados de forma separada como um “monopólio natural”:

- Primeiramente, temos a questão de que o fluxo em uma rede elétrica em corrente alternada não pode ser livremente escolhido pelos agentes transportadores, e em vez disso é uma função dos

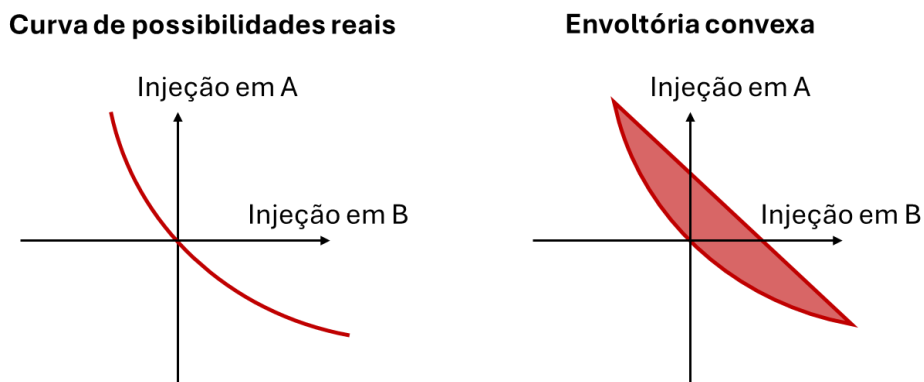
² Vale destacar que, com o fundamento teórico apresentado até este ponto, ainda não é possível fazer distinção entre os mecanismos “por custo” ou “por oferta” para a determinação destes sinais de preço. Essa distinção surge apenas com as considerações apresentadas na seção 2.3.

parâmetros físicos (impedâncias) das componentes da rede. Então, por exemplo, um agente proprietário de uma linha de 100 MW que conecta as localidades A e B não pode simplesmente escolher qualquer nível de fluxo: há uma *externalidade* que torna as decisões de fluxo em uma rede de transmissão *malhada* (isto é, com múltiplos caminhos interconectando as localidades A e B) interdependentes entre si. Estas externalidades poderiam levar a um resultado ineficiente se as decisões referentes à rede de transporte fossem feitas por agentes individuais de forma descoordenada, mas *centralizar* a responsabilidade por esta tomada de decisão é um caminho eficiente (e adotado na prática em setores elétricos internacionais) de evitar estas ineficiências.

- A existência de *perdas* na rede elétrica, aliada ao fato de que o *descarte* de excesso de energia produzida em dada localidade da rede nem sempre é possível, torna o problema do planejador central *PC* não convexo. Isso implica que pode não existir nenhum conjunto de sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ que satisfaça as condições de fechamento de mercado *FM*. A dificuldade é causada pelo fato de que há *igualdades* que precisam ser satisfeitas a partir de funções de produção côncavas g_{ar} , e não *desigualdades* como apresentado na seção 2.1 (o que não garante a convexidade da solução) – este efeito é ilustrado na Figura 1, que será explicada abaixo.
- Uma situação análoga a esta questão das perdas na rede de transmissão envolve as equações simultâneas de balanço de potência ativa e de balanço de potência reativa na rede elétrica (ligadas à natureza da rede de transmissão em corrente alternada, que leva a equações não lineares). Não representaremos estas equações no detalhe, mas podemos indicar que há um paralelo com a situação das perdas ilustrada na Figura 1, em que uma restrição de *igualdade* envolvendo funções côncavas pode levar a não-convexidades. Este problema foi examinado por [9], que demonstrou que uma condição de “descarte gratuito” (ou consumo ilimitado) de qualquer excesso de energia garantiria a existência de um sinal de preços que resolva as condições de fechamento de mercado *FM*.

Visto que dois dos itens acima estão ligados à não convexidade do transporte de eletricidade (em particular, não-convexidades envolvendo *restrições de igualdade* entre funções não lineares), cabe examinar este efeito em detalhe. A Figura 1 ilustra um exemplo (exagerado) de uma linha de transmissão com perdas entre as localidades A e B. Cada eixo do gráfico é o resultado das funções g_{ar} : injeções (ou consumos no caso de uma “injeção” menor do que zero) em cada uma das extremidades A e B da linha de transmissão. A curva vermelha à esquerda da Figura 1 ilustra o conjunto de possibilidades *físicas* de operação da linha: para que a “injeção em A” seja maior do que zero, é necessário que haja um consumo (injeção menor do que zero) em B, e vice-versa (ou seja, a curva passa pelos segundo e quarto quadrantes). Além disso, como há perdas na linha, a quantidade injetada em uma extremidade é *maior* do que a quantidade consumida na outra extremidade (o que explica o perfil da curva).

Figura 1: Exemplo ilustrativo da não convexidade das decisões operativas envolvendo uma linha de transmissão conectando as localidades A e B, com perdas na linha. Fonte: Elaboração própria



O conjunto de possibilidades físicas de produção (imagem à esquerda) não é convexo. Portanto, a *envoltória convexa*³ de todos os pontos da curva, mostrada na imagem à direita da Figura 1, é diferente da curva em si. Em particular, a envoltória convexa viabiliza o “descarte” de excesso de energia – permitindo, por exemplo, que energia seja consumida em uma extremidade da linha ($g_{ar} < 0$) sem nenhuma entrega correspondente na outra extremidade ($g_{ar} = 0$). Nota-se que um “descarte” deste tipo não é fisicamente possível na prática, de modo que, rigorosamente falando, não é possível garantir a existência de um vetor de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ que satisfaça às condições de fechamento de mercado *FM* introduzidas na seção 2.1, caso sejam utilizadas as curvas de *possibilidades reais* de produção com a representação completa da rede de transmissão.

Como estas não-convexidades estão sempre presentes nas formulações do problema do setor elétrico mais aderentes à realidade física, há algum risco que casos patológicos possam emergir. Na prática, entretanto, esta não tem sido uma grande preocupação na maior parte dos desenhos de mercados elétricos implementados internacionalmente. Há alguns motivos para isto, dos quais se destaca: (i) a observação de que o fator de perdas é relativamente pequeno, de modo que a curva apresentada na esquerda da Figura 1 torna-se aproximadamente *linear* (eliminando assim a não-convexidade), e (ii) a consideração intuitiva de que a energia é custosa para ser produzida e valiosa para os consumidores, e portanto é de se esperar que uma operação envolvendo “descarte” de energia (e portanto fora do conjunto de possibilidades físicas de produção indicado na Figura 1) não seja eficiente.

Vale destacar que é possível aplicar algumas condições de regularidade adicionais para representar um vetor de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ que contemple as características da rede elétrica com bastante detalhe, embora isto seja pouco usual na prática – em particular, como explorado por [10], é possível introduzir preços para a potência ativa e para a potência reativa injetadas em cada nó de uma rede de distribuição (ou transmissão), respeitando as características físicas da rede e as equações altamente não lineares tipicamente utilizadas para representar os fluxos de potência ativa e potência reativa na rede. Para isto, é necessário assumir algumas hipóteses subjacentes para que o conjunto de preços resultante (que inclui tanto preços para a potência ativa quanto preços para a potência reativa) represente de fato uma solução para o problema de fechamento de mercado *FM*, como explorado em [9] e [10]. Na prática,

³ Um conjunto é convexo se, para quaisquer dois de seus pontos, o segmento de reta que os conecta pertence ao conjunto. A envoltória convexa de um conjunto C é o menor conjunto convexo que contém C .

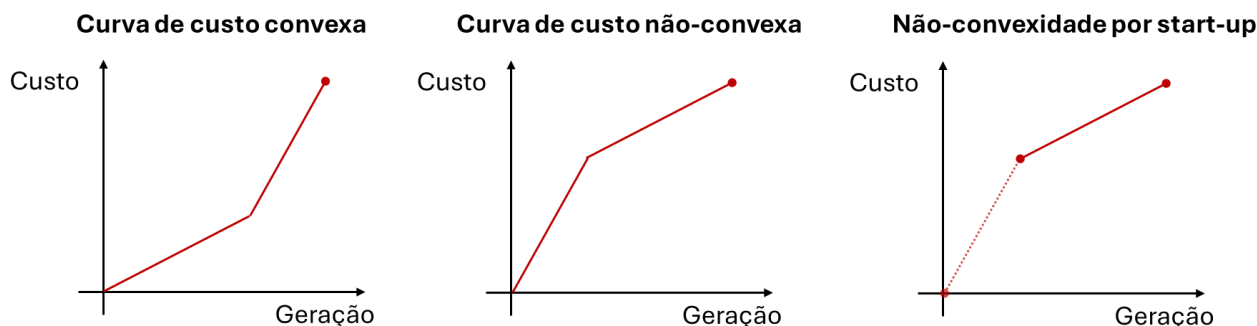
nenhum mercado elétrico internacional utiliza um paradigma tão detalhado na sua formação de preços no dia a dia, sendo o grau de detalhamento da rede de transmissão tipicamente associado a uma escolha entre um modelo “zonal” ou “nodal” (vide seção 3.3 e seção 6.3.4).

2.2.2. NÃO-CONVEXIDADES POR VARIÁVEIS INTEIRAS

Como indicado na seção 2.1, uma hipótese usualmente aplicada para garantir a existência de um conjunto de sinal de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ que satisfaça à condição de fechamento de mercado FM (com solução equivalente à solução do problema centralizado PC) é que as funções custo C_a sejam todas convexas. No contexto do setor elétrico, em que as funções custo estão comumente associadas ao custo de geração termelétrica, esta condição implica em uma eficiência *decrecente* em função da produção da usina: dito de outra forma, a usina operando em uma capacidade menor deve ser *mais eficiente* (resultando, portanto, em um custo variável unitário de produção mais baixo) do que a mesma usina operando à capacidade máxima (custo variável unitário de produção maior ou igual do que na situação anterior).

A Figura 2 ilustra possíveis curvas de custos, com a primeira imagem representando uma curva convexa (satisfazendo às condições citadas) e a segunda imagem representando uma curva não-convexa (em que a ordem dos segmentos é invertida). De um modo geral, o tipo mais relevante de não-convexidades em aplicações para o setor elétrico é ilustrado pela terceira imagem da Figura 2: existe uma decisão descontínua que pode ser tomada entre não acionar a usina (geração igual a zero e custo igual a zero) ou acioná-la (pagando um custo mínimo a determinado nível de geração mínima) – essa decisão é representada pelo segmento pontilhado na Figura 2, entre a origem (não acionamento) e o ponto de geração mínima – além de uma decisão contínua de quanto produzir (acima do mínimo), que se aplica caso a usina tenha sido acionada – representado pelos segmentos contínuos na Figura. Funções custo C_a com este tipo de descontinuidade podem ser escritas utilizando variáveis de decisão inteiras⁴.

Figura 2: Exemplo ilustrativo de curvas de custo. Fonte: Elaboração própria



Vale destacar que há alguma variedade em implementações internacionais acerca do nível de detalhe com que variáveis inteiras e seus custos associados são representados no modelo de despacho do operador: por exemplo, alguns mercados fazem distinção entre o custo de produção à geração mínima (desacoplado temporalmente) e o custo de arranque ou *start-up* (associado a mudanças de estado em

⁴ Em otimização, variáveis inteiras são aquelas que só podem assumir valores inteiros (e, portanto, “discretos”, ou “descontínuos”). Por exemplo, uma variável que assume o valor 1 (um) se certa usina for acionada, ou 0 (zero), caso contrário.

um intervalo de tempo), outros distinguem custos de arranque para diferentes intervalos de tempo (“frio”, “morno” e “quente”). Visto que mercados elétricos costumam dedicar parte das suas regras de despacho e formação de preço para explicar os tratamentos previstos para este tipo de variável, este foi um dos temas explorados nos relatórios de diagnóstico internacional deste projeto (ver também a metodologia de classificação de desenhos de mecanismos de formação de preço apresentada no Anexo II: Caracterização estrutural de mecanismos de formação de preço).

Apesar de existir alguma diversidade entre os mercados elétricos internacionais no que diz respeito à natureza exata das não-convexidades previstas e o seu tratamento nas regras de mercado, para a presente discussão é suficiente que exista a *possibilidade* de curvas de custo não-convexas. Isso implica que o problema não é tão bem-comportado, e, portanto, rigorosamente não é possível aplicar os principais resultados clássicos de equivalência apresentados na seção 2.1.

Com curvas de custo não-convexas, não é possível garantir que os custos dos agentes envolvidos serão recuperados pelos preços marginais $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$. A forma mais geral de solucionar esta questão dentro da estrutura das condições de fechamento de mercado FM é por meio introdução de “pagamentos laterais” adicionais (adicionalmente à remuneração dada pelos preços marginais $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$) para ajustar os incentivos dos agentes e assegurar que todas as decisões \hat{u}_a sob o controle do agente – sejam decisões de natureza discreta ou de natureza contínua – estejam de acordo com a maximização de lucro dos problemas PI_a introduzido na seção 2.1. No caso particular em que a não-convexidade é dada por uma variável binária de acionar ou não o agente, podemos classificar estes pagamentos laterais entre:

- O pagamento *constrained-on* é pago a agentes que são acionados pelo operador, considerando o contrafactual de que o agente poderia ter permanecido desligado (e que não é desejável que o agente pudesse obter um lucro mais alto caso operasse a sua usina contrariamente à orientação do operador). Como o agente em posição desligado possui geração g_{ar} igual a zero e custo C_a igual a zero, o seu lucro contrafactual é zero, o que implica que o pagamento *constrained-on* é pago apenas a agentes que têm lucro negativo (custos superiores à receita de mercado) quando estão acionados. Por este motivo, quase todos os mercados elétricos preveem ou algum tipo de pagamento *constrained-on* (também conhecido como *make-whole payment*), ou algum tipo de mecanismo para prevenir situações em que custos não-convexos levem a lucros negativos⁵.
- O pagamento *constrained-off* é pago a agentes que *não* são acionados pelo operador, considerando o contrafactual de que o agente poderia ter tomado unilateralmente a decisão de ser acionado em um nível de produção ótimo (a sua melhor resposta aos preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$). Nota-se que o pagamento *constrained-off* garante um lucro a um agente que tem geração g_{ar} igual a zero, e que a hipótese contrafactual de que o agente poderia ter tomado a decisão de ser acionado unilateralmente sem a aprovação do operador é em alguma medida artificial – razão pela qual a aplicação do pagamento *constrained-off* é mais controversa (e menos usual em mercados internacionais) que o pagamento *constrained-on*. Vale notar, entretanto, que do ponto de vista teórico o pagamento *constrained-off* é de fato um mecanismo que torna o incentivo dos

⁵ O mercado europeu em particular adota esta segunda abordagem: caso um cálculo de equilíbrio de mercado resulte em lucros negativos para algum agente, as ofertas envolvidas são rejeitadas e o equilíbrio é recalculado iterativamente.

agentes alinhado com os objetivos do operador.

O mecanismo que determina um conjunto de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ de modo a minimizar a soma dos pagamentos laterais (*constrained-on* e *constrained-off*) a todos os agentes é a metodologia conhecida como *convex hull pricing* (ou precificação por envoltória convexa), que utiliza uma representação dual lagrangeana do problema e que foi explorada, por exemplo, em [11] e em [12]. Apesar desta característica atraente da precificação por envoltória convexa, trata-se de uma metodologia mais intensiva computacionalmente do que abordagens mais simples (envolvendo, por exemplo, pré-fixar ou linearizar as variáveis binárias), o que significa que ela é pouco utilizada em sistemas elétricos internacionais na prática.

2.2.3. RESTRIÇÕES DE ROBUSTEZ E RESERVA OPERATIVA

No contexto do setor elétrico, um problema de grande importância envolve a dinâmica de alocação de reservas operacionais. As reservas operacionais representam uma capacidade adicional alocada aos geradores flexíveis, permitindo-lhes responder rapidamente a qualquer contingência que exija a alteração do despacho nominal previamente definido pelo operador. Portanto, essas reservas têm como objetivo garantir a segurança do sistema, mesmo que as suas condições operacionais desviem das previstas nas instruções de despacho.

A alocação de reservas varia entre os mercados, mas pode ser amplamente categorizada em duas modalidades: reservas "exógenas" e "endógenas". As reservas exógenas são definidas previamente pelo operador, que procura antecipar possíveis cenários de contingências e estabelece, de forma *ad hoc*, uma quantidade considerada suficiente para garantir a segurança do sistema. Esse requisito de reserva é incorporado como um parâmetro fixo no modelo de despacho. No entanto, como essas definições geralmente não consideram a topologia específica do sistema, as reservas são frequentemente alocadas de forma subótima, em áreas onde os geradores podem ser fisicamente incapazes de fornecer a energia necessária em uma determinada contingência. Mesmo quando os geradores são capazes de entregar a energia requerida, as alocações muitas vezes resultam em ineficiências econômicas [15].

Por outro lado, as reservas "endógenas" referem-se à definição das reservas pelo modelo de despacho, que busca replicar possíveis falhas críticas no sistema por meio de restrições de robustez. A partir deste modelo, as reservas são definidas endogenamente (via modelo), determinando a flexibilidade a ser alocada em cada gerador para garantir que qualquer perturbação prevista seja atendida de forma eficiente. A segurança representada pelas restrições de robustez pode ser do tipo determinística ou estocástica. Embora haja uma série de vantagens de se representar robustez de maneira estocástica (ver [16] para mais informações), os modelos mais usuais de representar reservas endógenas são por meio de restrições determinísticas do tipo "n-1" ou "n-2" [16]. Independentemente do modelo adotado (determinístico ou estocástico), o despacho co-otimizado de energia e reservas, ou seja, com reservas endógenas, é reconhecido como o padrão de design de mercado para posicionar de forma confiável e economicamente eficiente recursos de todos os tipos [17].

Nos casos em que as reservas são definidas endogenamente, surge uma outra questão relevante que é como precificar esse tipo de produto. Em [13] os autores propõem uma forma de precificação para energia e reservas endógenas do tipo determinística. Nesse trabalho, os autores concluem que, na ausência de um sinal de preço *ex post*, torna-se necessário introduzir uma remuneração adicional pelo critério de segurança, conforme sinalizado pelas restrições de robustez.

Se os preços de liquidação forem calculados após a operação (*ex post*), os preços refletirão os eventos de demanda e geração reais. Os preços *ex post* se baseiam na demanda medida, buscando consistência

com as saídas reais dos geradores. Contudo, essa metodologia pode apresentar inconsistências. Como a produção dos geradores pode mudar após a instrução de despacho e suas respostas são influenciadas por serviços de reserva e regulação, suas saídas para desvios podem não ser ótimas. A abordagem *ex post* não pode reconstruir de forma precisa toda a resposta de geração e, em vez disso, cria um re-despacho com base na demanda real, alcançando uma solução de custo mínimo "perfeita", diferente da real. Adicionalmente, sob esse modelo, os preços de energia e reservas não podem ser diferenciados [18].

Em contraste, se calculados antes da operação (*ex ante*), o operador considerará as previsões do sistema (demanda e geração) em um ponto específico no tempo anterior à operação. Os preços *ex ante* podem divergir significativamente da realidade, dependendo da distância temporal em relação à operação do sistema. No entanto, quando calculados próximos o suficiente da operação e co-otimizados com energia (como proposto em [13]), os preços tendem a se alinhar bem com os incentivos de mercado, separando claramente os preços da energia de quaisquer serviços de reserva alocados para garantir a segurança do sistema [18].

Em resumo, uma remuneração como esta explorada em [13], atrelada à necessidade de disponibilidade para acomodar cenários de contingência, tem relação com a representação de um ou mais produtos de "reserva", que em muitas implementações práticas de mercados elétricos envolve uma remuneração própria com um preço spot π_r , pela reserva de capacidade para cumprimento de contingências.

Por fim, conforme explorado por [14], há uma lógica de otimização que permite a comunicação entre duas possíveis abordagens para representar esse produto de reserva: (i) como um produto independente cuja alocação pode ser co-otimizada com o produto de energia, ou (ii) como um produto intrinsecamente vinculado à representação das equações de balanço de energia nos cenários de contingência. Uma discussão sobre a possibilidade de introdução de produtos de reserva no mecanismo de formação de preços no Brasil é apresentada na seção 6.3.7.

2.2.4. EXTERNALIDADES EM CASCATAS HIDRELÉTRICAS

Como introduzido na seção 2.1, uma condição importante para a equivalência entre o problema do planejador *PC* e o equilíbrio de mercado representado pelas condições de fechamento de mercado *FM* é que todo "acoplamento" entre as decisões de diferentes agentes deve necessariamente estar incorporado em restrições no formato $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$ e devidamente precificadas por sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ correspondentes. Embora não haja nenhum empecilho à criação de produtos adicionais para representar alguns desses acoplamentos (como indicado na seção 2.2.1, já existiriam produtos para representar a eletricidade entregue por localidade e intervalo de tempo, mas nada impede que sejam criados produtos adicionais), caso o acoplamento não esteja devidamente precificado pelos agentes envolvidos por meio de sinais de preços π_r , haverá uma *externalidade* nos problemas dos agentes PI_a .

Neste contexto, uma componente do problema de otimização que nem sempre é destacada em outros mercados elétricos, mas que tem relevância para o Brasil, é a questão das *cascatas hidrelétricas*. Pela natureza das hidrelétricas em cascata, existe um acoplamento entre a decisão de turbinamento de uma hidrelétrica a montante e o espaço de decisões operativas que estaria disponível para a hidrelétrica a jusante – que, no paradigma da seção 2.1, poderia ser representado por meio de um produto "água a jusante" que é produzido pela usina a montante e consumido pela usina a jusante. Visto que tipicamente não existe nenhum preço associado a este produto água, tem-se aí uma fonte de externalidades.

A introdução de um preço para a água que flui entre duas usinas em uma mesma cascata é proposta em [19]. Esse mecanismo, conhecido como "mercado atacadista de água", poderia corrigir essa

externalidade. Este mecanismo e outras estruturas com fins similares (a saber, coordenar a decisão de agentes em uma mesma cascata hidrelétrica) foram explorados qualitativamente e quantitativamente em [20]. Destaca-se entre as alternativas analisadas o mecanismo de “reservatórios virtuais”, que foi originalmente proposto para o Brasil em [21] e teve um detalhamento de seu possível funcionamento apresentado em [22].

O tema das cascatas será discutido em mais detalhes nas seções 4.2.5 e 5.1.2 – onde será trazida uma discussão sobre o quão impactante esta externalidade pode ser na prática, considerando também que os agentes poderiam buscar fusões e aquisições dentro de uma mesma cascata para mitigar o problema, ou mesmo buscar acordos voluntários entre si para “internalizar” esta interdependência operativa [23].

2.3. ESTRATÉGIAS PARA SOLUÇÃO EXPLÍCITA

Como endereçado na seção 2.1, a equivalência entre o problema centralizado e o problema descentralizado depende de algumas condições particulares. Sob tais condições, para calcular computacionalmente o equilíbrio do mercado (preços e quantidades produzidas e consumidas), basta resolver o problema do planejador central PC . Mesmo que, no mercado simulado, os agentes tomem decisões de forma descentralizada, a equivalência garante que o cálculo levará ao resultado correto. Isso é relevante pois o problema PC é menos intensivo computacionalmente do que resolver as condições de fechamento de mercado FM também introduzidas na seção 2.1.

Quando alguma das condições de equivalência *não* é averiguada, justifica-se investir no esforço computacional para solucionar explicitamente o problema de equilíbrio (condições de fechamento de mercado FM). Algumas das principais hipóteses que poderiam ser questionadas (justificando assim o maior esforço computacional necessário para resolver as condições de fechamento do mercado FM no lugar do problema do planejador central PC) são:

- A hipótese de *ausência de poder de mercado* significa que os agentes não podem influenciar os preços de equilíbrio, e está implicitamente embutida na hipótese de que o planejador central conhece as informações *reais* dos agentes (as funções custo C_a , funções de produção g_{ar} , e conjuntos de decisões possíveis U_a) e que estes parâmetros *reais* são utilizados no despacho e formação de preços. Logo, um dos interesses em se resolver explicitamente o problema de equilíbrio é capturar este efeito de poder de mercado dos agentes.
- A hipótese de *ausência de externalidades* significa que há uma correspondência 1:1 entre os produtos comercializados no mercado e as restrições de acoplamento da forma $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$ no problema do planejador central PC (vide Anexo IV para uma discussão mais detalhada com um exemplo). Caso exista algum tipo de externalidade (como discutido, por exemplo, na seção 2.2.4), ou de forma mais geral algum tipo de distorção ao sinal de preços (por exemplo devido à aplicação de um piso e teto, tema que será explorado na seção 6.3.6), o equilíbrio de mercado não será idêntico à solução do problema centralizado, o que novamente justifica solucionar o primeiro.
- A hipótese de *mercados de contratos completos e sem fricções* é importante para que o resultado de equilíbrio seja independente das aversões ao risco individuais dos agentes participantes do mercado. Ela permite considerar apenas um nível de aversão ao risco “agregado” no problema centralizado PC , sob a hipótese de que agentes negociariam entre si comprando e vendendo “seguros” até normalizar o seu nível de risco. Caso existam fricções nos mercados de contratos, novamente se justifica a solução explícita do problema de equilíbrio para descobrir o resultado da dinâmica entre os agentes em um mercado de seguros mais limitado.
- A hipótese de *funções custo convexas* é utilizada tanto pelo problema do operador centralizado

quanto pelo problema descentralizado para garantir existência de uma solução para o problema de otimização. Caso esta hipótese seja violada, as condições de equilíbrio de mercado em particular tornam-se difíceis de ser satisfeitas, e não é possível garantir equivalência entre os resultados.

Há ampla literatura sobre estratégias de solução de problemas de equilíbrio de mercados descentralizados. A literatura clássica discute a representação de poder de mercado por meio de problemas de otimização simultâneos em que agentes podem competir escolhendo quantidades a produzir (oligopólio à maneira de Cournot) ou preços ofertados (à maneira de Bertrand). Estes conceitos foram estendidos em [24] para equilíbrios em que os agentes envolvidos selecionam *curvas quantidade-preço*, situação bastante análoga aos mercados baseados em oferta. Nestes mercados, podemos dizer que cada agente a escolhe uma “estratégia” b_a no sentido amplo, e que o agente operador central não mais conhece as verdadeiras componentes g_a, C_a, \mathcal{U}_a que definem os problemas dos agentes – e em vez disso, precisa fazer uma estimativa com base nas estratégias b_a submetidas. O vetor b_a é o que se chama “oferta” do agente a , que pode ser somente uma curva preço-quantidade ou incluir também parâmetros técnicos do agente a (muitos mercados baseados em ofertas permitem que proprietários declarem também restrições, custos de arranque, dentre outros parâmetros ao operador), a depender do que as regras de mercado permitem aos participantes declararem.

Uma possível representação matemática desta dinâmica é apresentada na Tabela 2. Destaca-se em particular as modificações nos problemas PI_a e condições de fechamento de mercado FM introduzidas, em comparação com a Tabela 1 na seção 2.1. As escolhas u_a que os agentes podem fazer neste problema modificado são restritas pelo equilíbrio alcançado em termos de preços de equilíbrio $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ e pelas estratégias individuais adotadas pelos outros agentes $\{b_{a'}\}_{a' \neq a}$, além da estratégia b_a adotada pelo próprio agente. Os preços de equilíbrio nesta representação devem ser compatíveis com a condição de ortogonalidade de FM (análoga ao que foi apresentado na seção 2.1). Além disso, vale destacar que a condição de acoplamento utiliza uma função g_r que recebe como input adicional a estratégia b_a informada pelos agentes, ao contrário da função g_{ar} apresentada na seção 2.1 que recebia como único input a decisão u_a . Esta representação reflete o fato de que o operador responsável pela coordenação do sistema não tem mais acesso às funções de produção “reais” g_{ar} , e, portanto, precisa reconstruir sua melhor estimativa para essas funções com base nas estratégias b_a informadas pelos agentes.

Tabela 2: Condição de fechamento de mercado em que agentes podem escolher parâmetros b_a no momento da declaração ao operador do sistema

Problema individualizado: $PI_a(\{\pi_r\}_r, \{b_{a'}\}_{a' \neq a})$	Fechamento de mercado: FM
$\max_{b_a, u_a} \sum_{r \in \mathcal{R}} \pi_r g_r(b_a, u_a) - C_a(u_a)$ <p>s. t. $u_a \in \mathcal{U}(b_a, \{\pi_r\}_r, \{b_{a'}\}_{a' \neq a})$</p>	$(b_a^*, u_a^*) \in \arg \max PI_a(\{\pi_r\}_r, \{b_{a'}\}_{a' \neq a})$ $0 \leq \pi_r \perp \sum_a g_r(b_a^*, u_a^*) \geq 0 \quad \forall r \in \mathcal{R}$

Tipicamente, solucionar um problema de equilíbrio como o sintetizado na Tabela 2 (como sugerido pelas condições de fechamento de mercado FM) envolve encontrar um *equilíbrio de Nash*. Um equilíbrio de Nash é definido como um conjunto de estratégias $\{b_a^*, u_a^*\}_a$ tais que todo agente já está no ponto que maximiza o seu lucro, dadas as estratégias dos demais – isto é, nenhum agente a tem incentivo a mudar a sua estratégia (b_a^*, u_a^*) se nenhum dos outros agentes $a' \neq a$ também não mudar as suas. Estas estratégias são intermediadas por um conjunto de sinais de preço $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ que servem para coordenar as decisões conjuntas dos agentes para assegurar a condição de acoplamento do sistema – isto é, $\sum_a g_r(b_a^*, u_a^*) \geq 0$.

O conceito de Equilíbrio de Nash é certamente a abordagem mais disseminada e uma das mais bem-sucedidas da literatura (sendo aplicada na própria referência [24] e também em [25] com uma motivação no contexto do setor elétrico), embora existam outros tipos de equilíbrio que podem ser explorados – como o Equilíbrio Correlacionado [26] (que representa a possibilidade de interdependência entre estratégias estocásticas de oferta dos agentes) e mecanismos de equilíbrio “aproximadamente ótimo” [27] (que intuitivamente representam o processo de convergência até o equilíbrio de Nash, que pode ser difícil de atingir na prática com um número de etapas finito).

Estratégias para solucionar numericamente o Equilíbrio de Nash podem ser bastante desafiadoras, particularmente no caso estocástico e no caso intertemporal. Uma estratégia em particular é o uso de expansões binárias para representar as estratégias dos agentes, como proposto em [28] e estendido em [29], por exemplo. Outra estratégia é o uso de envoltórias convexas como uma aproximação para funções lucro não-convexas (uma aproximação particularmente importante para o problema intertemporal), como proposto em [30] e estendido em [31].

De uma forma geral, temos a grande classe de *problemas de otimização matemática com restrições de equilíbrio* [32] (comumente chamadas de MPECs pela sigla em inglês), que essencialmente tratam de formas de se representar as condições de fechamento de mercado *FM* de uma forma matematicamente tratável e que permita solucionar o conjunto de problemas PI_a de otimização dos agentes, sujeito à restrição de acoplamento $\sum_a g_{ar}(u_a) \geq 0$. Na prática, este tipo de problema é comumente tratado como um *problema binível* [31], em que as restrições de acoplamento para o fechamento de mercado são parte de um subproblema de otimização, resultando assim no conjunto de preços $\{\pi_r\}_{r \in \mathcal{R}}$ percebidos pelos agentes.

2.4. APLICAÇÃO PRÁTICA E RECOMENDAÇÕES

As seções anteriores exploraram a rica literatura que vai no sentido de *caracterizar* de um ponto de vista de fundamento de mercado uma das diferenças centrais entre um mercado “por custos” e um mercado “por ofertas”. Conforme indicado na seção 2.1, um mercado “por custos” tem natureza mais *centralizada* e é estruturado ao redor da representação de um problema de otimização *PC* com representação simultânea de todos os agentes de mercado, ao passo que um mercado “por ofertas” tem natureza mais *descentralizada* e é estruturado ao redor das condições de fechamento de mercado *FM*. Como explorado na seção 2.3, a dinâmica envolvida nas condições de fechamento de mercado pode ser simulada explicitamente, incorporando assim efeitos como o poder de mercado e outros desvios de idealidade aplicáveis em problemas reais (como discutido na seção 2.2). Finalmente, pode-se argumentar que o contraste entre uma solução envolvendo decisões centralizadas (*PC*) e uma solução envolvendo um equilíbrio de mercado (*FM*) pode ser tomado como um primeiro indicativo para uma comparação entre o mercado “por custos” (mais centralizado) e “por ofertas” (mais descentralizado).

Esta distinção, entretanto, possui limitações importantes e não faz jus à grande quantidade de efeitos *indiretos* que podem emergir a partir da opção entre um mercado “por custos” e um mercado “por ofertas”. Em particular, como introduzido na seção 2.1, o planejador centralizado em geral tem *informação imperfeita* sobre os verdadeiros custos e funções de produção dos agentes – e, caso este efeito informacional seja significativo ao mesmo tempo que os efeitos de poder de mercado sejam pequenos⁶, a representação *PC* utilizada no mecanismo por custos pode levar a uma ineficiência maior

⁶ Por exemplo, caso exista um número grande de agentes competindo no mercado

do que a utilizada no mecanismo por ofertas. Uma estimativa para o potencial impacto negativo deste efeito informacional no setor elétrico brasileiro foi apresentada em [33], por exemplo. Soma-se a este fato a consideração de que na prática não existe uma dicotomia “pura” entre mecanismos “por custos” e mecanismos “por ofertas” (tema explorado no capítulo 3) e a existência de uma dificuldade bastante grande em considerar o efeito total das escolhas de desenho, resultante de uma série de impactos diretos e indiretos interdependentes.

Neste sentido, cabe trazer uma discussão da literatura *qualitativa* que tenha abordado o contraste entre mecanismos de mercado de energia baseados em custos ou baseados em ofertas, o que pode sugerir quais são alguns dos principais efeitos diretos e indiretos que merecem ser estudados em mais detalhe de forma *quantitativa*. Esta é uma literatura talvez mais aderente com o objetivo central deste relatório – especialmente considerando que o capítulo 4 em particular faz um contraste entre possíveis escolhas de desenho considerando uma série de critérios em grande parte *qualitativos* –, mas é importante fazer estas comparações à luz da distinção fundamental introduzida na seção 2.1 e cujos desdobramentos foram explorados nas seções 2.2 e 2.3.

Nas subseções a seguir, separamos esta bibliografia qualitativa relevante em dois principais grupos: discussões mais gerais de prós e contras com aplicabilidade internacional, e discussões mais centradas na realidade brasileira especificamente. Mesmo no caso das discussões internacionais apresentadas na seção 2.4.1, entretanto, buscamos trazer referências adicionais que demonstram a aplicabilidade destes quesitos também à realidade brasileira. Estes argumentos identificados na literatura (e traduzidos para o contexto brasileiro) foram incorporados na consolidação de vantagens e desvantagens de cada alternativa de desenho que é apresentada no capítulo 4.

2.4.1. DISCUSSÕES DE APLICAÇÃO COM FOCO INTERNACIONAL

A referência [34], de autoria de Francisco Muñoz, Sonja Wogrin, Shmuel Oren e Benjamin Hobbs, é talvez um dos principais trabalhos que chama a atenção para potenciais ineficiências de mercados elétricos por custos. O principal argumento dos autores é que, embora potenciais ineficiências de mercados por ofertas em geral sejam mais *explícitas* (como ilustrado pelas discussões na seção 2.3 sobre a representação do problema *FM*), há ineficiências *implícitas* nos mercados por custos que podem levar a efeitos capciosos.

A primeira questão que é levantada em [34] é que, mesmo ao serem sujeitados a um mercado baseado em custos, os agentes ainda teriam a possibilidade de exercício de algum tipo de poder de mercado, por exemplo ao escolher a capacidade instalada total do sistema (resultando, portanto, em um *mix* de expansão menos eficiente do que se os agentes pudessem competir em um mercado por ofertas). Este argumento é reforçado pelas evidências encontradas em [35] de que os agentes no mercado elétrico brasileiro (baseado em custos) podem exercer poder de mercado ao reduzir a sua capacidade disponível informada ao operador – apesar de existirem mecanismos de incentivo para que os agentes cumpram com determinados níveis de disponibilidade.

O segundo argumento levantado em [34] é que, na prática, a premissa de que o operador central pode de fato conhecer as funções custo reais C_a é pouco realista – o que pode resultar em um problema *PC* que é construído com parâmetros distorcidos, levando mais uma vez a ineficiências. Este resultado é corroborado com o exercício apresentado em [33] para o mercado elétrico brasileiro, em que o operador não tem informação verdadeira sobre a capacidade da demanda de responder a preços, levando assim a uma escolha subótima quando os agentes de demanda não têm os incentivos para revelar suas reais preferências. Em [34], listam-se alguns exemplos específicos da dificuldade de se determinar custos reais com precisão, como (i) os verdadeiros parâmetros de flexibilidade operativa e custos de oportunidade,

(ii) os custos associados a contratos de combustível, e em particular a dinâmica entre cláusulas de inflexibilidade (*take-or-pay*) e o mercado secundário de gás natural, e (iii) o efeito distorcivo de algumas políticas de fomento à geração renovável e o uso de preços negativos para corrigi-las.

Vale destacar que muitos dos exemplos citados em [34] envolvem o mercado elétrico do Chile especificamente, o que vem levando a discussões a respeito de uma possível migração do mercado chileno de um mecanismo baseado em custos a um mecanismo baseado em ofertas (vide seção 5.2). Estas discussões vêm ocorrendo em paralelo com as realizadas no Brasil, e têm recebido o apoio da agência reguladora CNE [36] e do operador CEN [37]. Embora estas referências sejam valiosas, cabe observar que elas partem do princípio que seria adotado um mecanismo baseado em ofertas no Chile (analogamente à referência [22] para o Brasil), e, portanto, não tratam em tanto detalhe a questão dos prós e contras entre o mecanismo “por custos” e “por ofertas”.

2.4.2. DISCUSSÕES DE APLICAÇÃO COM FOCO NO BRASIL

Historicamente, a questão de uma possível implementação de um modelo “por ofertas” para a formação de preços no Brasil foi levantada com seriedade pela primeira vez no contexto do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [21], construído em 2002 após o evento traumático do racionamento de 2001 no Brasil. O objetivo do Comitê era mapear pontos fortes e pontos de melhoria do modelo do setor elétrico como um todo, e o modelo de “reservatórios virtuais” que visava endereçar o problema das externalidades das cascatas (vide seção 2.2.4) em particular é originário deste material. O modelo de reservatórios virtuais, que pode ser entendido como uma “evolução” do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) atualmente vigente no Brasil, foi desenvolvido em mais detalhe em [19], [20], e [38], por exemplo. Embora o caminho da formação de preços por oferta não tenha sido seguido, uma série de elementos discutidos pelo Comitê de Revitalização há mais de 20 anos permanecem bastante atuais e aplicáveis ao setor elétrico brasileiro [39] – e certamente serão levados em conta na construção de recomendações de desenho exploradas ao longo do presente projeto.

De um modo geral, o objetivo desta seção é apresentar uma síntese da literatura acadêmica vigente que vem discutindo a questão da aplicação de novos mecanismos de formação de preço no Brasil – esta literatura, entretanto, não esgota a lista de temas relevantes, que serão aprofundados na seção 5.1.

A possibilidade de implementação de um mecanismo de formação de preços “por oferta” no Brasil permaneceu dormente por muitos anos, até que com a publicação da Consulta Pública nº. 33/2017 pelo Ministério de Minas e Energia o assunto voltou a despertar o interesse do setor e da sociedade. Na versão final do documento oficial da Consulta, foi colocada a *possibilidade* (mas não a *obrigatoriedade*) de migração a um modelo baseado em ofertas, e o indicativo de realizar estudos para investigar os prós e contras dessa migração. Um desdobramento da Consulta Pública nº 33 foi a criação do Grupo de Trabalho responsável por discutir a Modernização do Setor Elétrico (com a Portaria nº. 187 de 2019), que no contexto do Grupo Temático dos Mecanismos de Formação de Preços trouxe novamente discussões sobre a implementação de um mecanismo “por ofertas” (ou híbrido entre “por ofertas” e “por custos”) para a formação de preço da eletricidade no Brasil.

Um desenvolvimento mais recente e mais detalhado no que diz respeito à implementação de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas no Brasil foi desenvolvido no âmbito do P&D ANEEL PD-00403-0050/2020. Este trabalho, desenvolvido de 2020 a 2022 e intitulado “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil”, partiu do pressuposto de que *seria* implementado um mecanismo de formação de preços “por oferta” e trouxe uma série de discussões e atualizações relevantes sobre o tema:

- Avaliação conceitual do espaço de possibilidades para a implementação de um mecanismo de formação de preços “por oferta” [40]
- Revisão das experiências internacionais com mecanismos de formação de preço por oferta [41], complementando revisões como as apresentadas em [36] e [37]
- Desenho conceitual [22] e desenho detalhado [42] de um possível funcionamento de um mecanismo baseado em ofertas⁷, que em particular utilizava a proposta de reservatórios virtuais, atualizando-a para o contexto mais moderno do setor elétrico brasileiro (levando em conta, por exemplo, o preço horário e as restrições de *unit commitment* termelétrico)
- Desenvolvimento de *softwares* para a modelagem dos mecanismos propostos no projeto e realização de exercícios quantitativos preliminares ilustrando o impacto do mercado “por custos” e “por ofertas”
- Elementos concretos de implementação, endereçando por exemplo os impactos da mudança regulatória sobre os processos do ONS e da CCEE [43] e o passo a passo necessário para a migração completa para um mecanismo “por ofertas”, incluindo períodos de transição e de “operação sombra” do novo mecanismo [44]

Mais recentemente, foi publicado na Revista de Economia Contemporânea [45] artigo descrevendo potenciais benefícios de uma migração a um modelo de formação de preços baseado por ofertas no Brasil, e pontos de atenção que precisariam ser endereçados por um desenho de mercado criterioso. Este artigo representa um exercício independente da exploração realizada no PD-00403-0050/2020 e da exploração apresentada no presente relatório (não havendo intersecção entre os autores), de modo que a *convergência* entre as conclusões encontradas neste relatório e na referência [45] reflete a robustez dos temas endereçados e sua aplicabilidade ao setor elétrico brasileiro.

Em particular, é interessante traçar um paralelo entre os “problemas” que em [45] são atribuídos ao modelo baseado em custos atualmente utilizado no Brasil e a análise de prós e contras apresentada neste relatório. Em particular, pode-se destacar:

- A primeira crítica apresentada no capítulo 3 da referência [45] é o questionamento da possibilidade real de que toda a complexidade da representação do sistema elétrico possa ser capturada no problema centralizado – o que tem paralelo direto com questões discutidas na seção 2.1 (e nesta seção 2.4) sobre o planejador central não ser “onisciente” na prática. Para que este seja de fato um ponto forte do mecanismo por ofertas, entretanto, resta argumentar por que os agentes teriam informação melhor que o operador – por exemplo, indicando que a informação descentralizada seria de melhor qualidade (vide seção 4.2.2), ou menos sujeita a desvios e erros do operador (vide seções 4.2.9 e 4.2.10). Estes casos devem ser contrabalanceados contra a possibilidade de informação de pior qualidade vinda dos agentes, como indicado nas seções 4.2.3 e 4.2.8, por exemplo.
- Outra crítica apresentada é a volatilidade excessiva do sinal de preços – tema que é tratado quantitativamente na seção 5.1.4 deste relatório. Em [45], argumenta-se (corretamente) que a volatilidade não é intrinsecamente um problema, mas que a dependência excessiva de parâmetros pouco estáveis é indesejável – o que pode ser entendido como uma proposta de mais clareza nos critérios que geram esta volatilidade no caso do preço por custo (vide seção

⁷ O mecanismo foi apresentado como um mecanismo “por ofertas” no âmbito do projeto de P&D, mas poderia ser classificado como um mecanismo “híbrido” com algumas características de um mecanismo “por custos”.

4.2.11). Vale destacar que efeitos informacionais (vide seção 4.2.2) e de aversão ao risco dos agentes (vide seção 4.2.7) também podem contribuir para reduzir a volatilidade dos preços no ambiente por oferta – ainda que não signifique uma garantia de preços estáveis.

- Outro argumento apresentado em [45] é o questionamento a respeito da representação dos cenários hidrológicos, observando que os dados históricos aparentam indicar uma tendência de queda no longo prazo, que não é capturada pelos modelos estatísticos oficiais (modelos autorregressivos que tendem à média histórica). Este é um exemplo concreto de situação em que o operador precisa ser capaz de reagir com a agilidade adequada à chegada de nova informação (vide seção 4.2.1) e nem sempre possui os mecanismos necessários para tal, o que pode levar inclusive a uma redução na segurança de suprimento (vide seção 4.2.9). Novamente, destaca-se que uma formação de preço por ofertas não necessariamente soluciona essa questão, mas a descentralização da representação dos cenários hidrológicos (com cada agente adotando sua estratégia individualmente) contribui para a mitigação do problema.
- Uma classe de problemas discutida em [45] é a discricionariedade na definição de parâmetros do modelo por custo, estruturada ao redor de cinco exemplos concretos: (i) a governança na definição dos parâmetros de restrições hídricas a serem utilizados dentro do modelo, (ii) outras mudanças nos parâmetros operativos (em particular o critério de aversão ao risco, o custo do déficit, e a introdução de um volume mínimo operativo para as hidrelétricas), (iii) a aplicação de critérios *ad hoc* pelo operador para despacho térmico suplementar (geração térmica fora da ordem de mérito e geração térmica por segurança energética), distorcendo o sinal de preço e refletindo uma falta de confiança no modelo, (iv) a aplicação de um piso muito alto e um teto muito baixo aos preços, e (v) a quantidade massiva de micro e minigeração distribuída inserida no sistema nos últimos anos. Embora estes exemplos concretos possam ser lidos como críticas ao modelo atual, o argumento de porque o mecanismo de formação de preços “por oferta” seria necessariamente superior não fica claro. Há algumas rotas de argumentação que poderiam ser utilizadas (embora cada um destes argumentos estaria sujeito a questionamento):
 - Um argumento, relacionado aos temas (ii) e (iii), está ligado à percepção de que a representação do problema baseado em custos tem dificuldade em refletir as preferências e aversão a risco dos agentes envolvidos e impactados por estas decisões (vide seção 4.2.7). Caso os objetivos da operação do sistema não estejam alinhados com os objetivos dos agentes (por exemplo, se os agentes *subestimarem* sistematicamente os custos de uma ameaça à segurança de suprimento), a filosofia do mercado por ofertas sugere que seria possível criar uma estrutura de contratos e compromissos para realinhar estes incentivos (por exemplo, responsabilizando agentes em caso de eventos de déficit).
 - Outra questão relacionada a essas discricionariedades é que elas refletem que decisões do operador têm influência muito significativa sobre os lucros dos agentes – como ilustrado principalmente nos temas (i), (ii), (iii), e (iv). Isto faz com que seja muito vantajoso para os agentes buscar influenciar as decisões do operador de alguma forma, o que cria ineficiências devido à formação de grupos de interesse (vide seção 4.2.10) e sugere que, mesmo no mecanismo “por custos”, os agentes ainda podem buscar influenciar os preços (vide seção 4.2.4).
 - Outra possível interpretação para algumas dessas discricionariedades é que elas refletem “erros” do operador, ou uma “demora” do operador em reagir a mudanças na realidade do sistema – esta é uma interpretação possível para os temas (i), (ii), (iii), por exemplo, o que implicaria que o benefício do mecanismo por ofertas estaria ligado aos temas apresentados nas seções 4.2.1 e 4.2.9. Neste caso, novamente resta argumentar

por que o mecanismo por ofertas teria vantagem sobre o mecanismo por custos – por exemplo, no contexto do tema (i), pode ser verdade que o agente proprietário de uma hidrelétrica teria incentivos financeiros para ser mais eficiente ao negociar com o órgão ambiental e/ou antecipar suas decisões no que diz respeito à representação de restrições hídricas, mas para que isso seja verdade é importante que tais incentivos sejam claros e percebidos pelo agente como tal. Por outro lado, pode-se argumentar que dar aos agentes a faculdade de negociar a representação de restrições hídricas diretamente com os órgãos ambientais competentes torna o sistema suscetível à força política de grandes empresas do setor, em detrimento dos interesses de outros segmentos da economia que possuem menor representatividade.

- Além disso, existe a questão de que o sinal de preços de curto prazo não é eficiente, ou não é percebido por uma parcela relevante dos agentes do sistema, sugerida pelos temas (iii), (iv), e (v) detalhados acima. Embora de fato estas distorções sejam sempre indesejáveis do ponto de vista da eficiência de mercado, elas podem estar presentes tanto em um mecanismo “por custo” quanto em um mecanismo “por oferta”. Neste trabalho, portanto, tratamos algumas destas questões como *iniciativas paralelas* de melhoria independentes (vide, por exemplo, seção 6.3.6).
- Finalmente, [45] destaca o fortalecimento das associações para atuar em defesa dos seus interesses na tomada de decisão centralizada, mais uma vez destacando uma possível influência (ineficiente) de grupos de interesse (vide seção 4.2.10).

Desta forma, os elementos de críticas ao modelo de formação de preço atual trazidos pela referência [45] foram incorporados à discussão de prós e contras apresentada neste relatório em conjunto a uma análise mais ponderada dos prós e contras do mecanismo por ofertas em comparação com o mecanismo por custos. Sendo endereçado no capítulo 4 contrapontos aos argumentos acima que sugerem uma vantagem para o mecanismo por ofertas (que podem levar a vantagens ao mecanismo por custo).

Vale destacar que outra componente relevante da referência [45] é o destaque de pontos de atenção para a implementação de um mecanismo por ofertas no Brasil – o que, assim como a referência [22], certamente será um insumo importante para relatórios futuros deste projeto, em que serão apresentadas propostas de desenho concretas.

3. Paradigmas de formação de preço

Este capítulo aborda de um ponto de vista mais prático o tema de formação de preços em mercados elétricos, trazendo elementos mais concretos para a natureza do contraste entre modelos “por custo” e “por oferta”. Esta discussão é colocada do ponto de vista dos fundamentos de mercado (abordado nas seções 3.1 e 3.2) e do ponto de vista das práticas internacionais (vide seção 3.3), culminando com a consolidação de uma metodologia e proposta de paradigmas para os elementos de desenho que serão utilizados na análise deste relatório (conforme detalhado nas seções 3.4 e 3.5, e sintetizado na seção 3.6).

3.1. DINÂMICA FÍSICO-FINANCEIRA DE MERCADOS ELÉTRICOS

Embora existam diferentes estruturas de mercados elétricos, um elemento intrínseco está relacionado ao grau de integração e de compatibilidade entre as operações físicas e financeiras envolvidas, que englobam desde as representações correspondentes destes dois tipos de operação (comumente utilizando *softwares* especializados e modelos de otimização) até a necessidade de fazer ajustes aderentes à realidade para manter o sistema operante em tempo real. Embora certamente existam em diferentes desenhos conceituais de mercado elétrico uma gradação de maior ou menor “similaridade” entre o tratamento dos aspectos físicos e financeiros do setor, pela própria natureza desta dinâmica pode-se identificar uma hierarquia temporal em três grandes “momentos” que regem esta inter-relação:

- **Longo prazo (operação financeira é determinante):** Neste período, a principal componente que pode ter algum tipo de influência sobre a operação em tempo real são os contratos futuros de médio e longo prazo, tipicamente negociados voluntariamente e bilateralmente. Neste primeiro momento, estudos físicos (por exemplo, no nível de planejamento) têm natureza apenas indicativa, e não têm qualquer influência sobre os contratos firmados e posições assumidas pelos agentes. Como a natureza dos contratos firmados neste período tende a ser mais *financeira* do que *física*, um agente comercializador pode firmar contratos de compra e venda (representando um compromisso de entrega ou de retiro de energia no futuro) independentemente da sua capacidade física de produção e de consumo neste período.
- **Médio prazo (natureza mista físico-financeira):** À medida que o tempo real se aproxima, torna-se necessário estabelecer uma integração maior entre os aspectos físicos e financeiros do mercado, fazendo assim a ponte entre o curto prazo e o longo prazo. Talvez o momento mais emblemático deste médio prazo seja a realização de uma iteração de Mercado do Dia Seguinte, que pode ser complementada por outras iterações (Mercados Intradiários, seja em momentos pré-definidos ou de natureza contínua). Embora exista bastante variedade na forma como diferentes países fazem esta integração físico-financeira (o que será explorado em mais detalhe na seção 3.2), vale destacar que nestas iterações de mercado de médio prazo em geral já existe alguma componente de *validação* da factibilidade física associada aos compromissos financeiros assumidos. A natureza e grau de detalhamento desta validação depende bastante do desenho de mercado, mas de um modo geral é esperado que, à medida que a operação em tempo real se aproxima, as “posições” assumidas pelos agentes nestas iterações de mercado sejam razoavelmente próximas do que será a operação física do sistema na etapa seguinte – e um desenho com múltiplas iterações de mercado é capaz de dar os devidos incentivos para que isso ocorra.
- **Curto prazo e ex post (operação física é determinante):** Finalmente, tem-se uma etapa de despacho não mercantil, referente ao período após a última iteração de mercado (conhecida como o momento do *Gate Closure*, literalmente o “fechamento dos portões”), no qual o despacho

é coordenado pelo operador do sistema. Neste período de “curto prazo” (que pode iniciar-se apenas alguns minutos antes do tempo real), o operador pode orientar ajustes à operação física do sistema que devem prevalecer. A depender do desenho de mercado, a flexibilidade que o operador tem para orientar estes ajustes pode estar intimamente relacionada com as iterações de mercado da etapa anterior (como é o caso dos mercados de reserva co-otimizados), e pode haver ainda uma liquidação adicional de mercado *ex post*.

As diferenças entre os desenhos de mercado elétrico podem, portanto, ser entendidas sob este prisma: no que diz respeito à estrutura de cada uma destas grandes “etapas” (longo, médio e curto prazo), aos momentos temporais em que o mercado adquire aspectos de natureza cada vez mais dependente da realidade “física” quando o tempo real se aproxima, e ao funcionamento desta integração de elementos físicos e financeiros (particularmente no médio prazo, quando o problema a ser solucionado tem natureza mista, implicando em uma integração mais profunda entre estas duas realidades). Neste sentido, a maior parte dos desenhos de mecanismo adota alguma variante da seguinte estrutura: (i) mercados futuros atuando no longo prazo (possivelmente com algum tipo de mecanismo facilitador, como bolsas de energia ou leilões), (ii) realização de uma ou mais liquidações estruturadas de mercado por volta de 1 dia até algumas horas antes do tempo real (o que chamamos de “médio prazo”, com uma componente físico-financeira relevante), (iii) uma operação de curto prazo governada pelas necessidades físicas do operador (mas frequentemente dialogando com elementos financeiros, seja envolvendo compromissos assumidos *ex ante* ou liquidações adicionais *ex post* no mercado de balanço).

Tais elementos foram incorporados na etapa de análise internacional através das informações da tabela síntese apresentada na Tabela 3. Nota-se que há quatro principais “quesitos” nos quais os diferentes elementos de desenho foram classificados:

- Tipo de iterações de mercado: diz respeito à possibilidade de múltiplas iterações com ajustes de posição financeira à medida que se aproxima do tempo real. Os principais tipos possíveis são (i) estrutura *simples*, quando há apenas uma iteração de mercado que implica em compromissos financeiros para os agentes⁸; (ii) estrutura *dupla*, quando há exatamente duas iterações de mercado (usualmente representando um Mercado do Dia Seguinte com compromissos financeiros e um Mercado em Tempo Real); (iii) estrutura *múltipla*, quando há mais de duas iterações de mercado (usualmente com a introdução de liquidações intradiárias algumas horas à frente).
- Diferença entre o modelo físico (utilizado para direcionar o despacho das centrais geradoras) e o financeiro (utilizado para a formação de preços de liquidação): (i) *nenhuma* diferença, quando o modelo é essencialmente o mesmo para ambas as representações; (ii) diferença de *parâmetro*, quando há diferenças claras nos parâmetros utilizados com as duas finalidades (por exemplo, quando o modelo físico utiliza uma representação da rede de transmissão mais detalhada do que o modelo financeiro); ou (iii) diferença *estrutural*, quando há diferenças mais profundas entre a representação do modelo físico e do modelo financeiro (que não precisam sequer utilizar o mesmo software, ou softwares análogos).
- Detalhe temporal da representação de preços: (i) *blocos*, quando a representação tem duração superior a 1 hora; (ii) *horário*, quando a representação tem duração de exatamente 1 hora; (iii)

⁸ Tipicamente, neste modelo a iteração do Mercado do Dia Seguinte é apenas indicativa, e os preços utilizados na liquidação Simples são os preços *ex post* obtidos na terceira etapa temporal descrita anteriormente

intervalos mais curtos permitindo maior granularidade temporal, como “30 minutos”, “15 minutos” ou inferior.

- Detalhe espacial: (i) *nó único*, quando há um único preço para todo o sistema interconectado; (ii) *zonal*, quando há um número relativamente pequeno de preços regionais; (iii) *nodal*, com uma representação de preços espaciais significativamente mais detalhada visando representar a verdadeira estrutura da rede elétrica (implicando em centenas ou milhares de preços). Vale destacar que o detalhamento espacial está intrinsecamente relacionado com a diferença entre o modelo físico e financeiro: se o preço não é nodal, há por definição uma diferença (de parâmetro ou estrutural) entre os modelos, que simplifica em algum nível a representação da rede de transmissão.

Tabela 3: Resumo da caracterização base da formação de preços (exemplo)

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

3.2. PREÇO “POR CUSTO” VS “POR OFERTA”

Este relatório analisa as nuances e as estratégias por trás de uma categoria de desenho em particular no que diz respeito ao mecanismo de formação de preços no setor elétrico: os mecanismos “por custo” e “por oferta”. Como indicado na seção 3.1, a distinção entre estes mecanismos se faz presente na etapa de “médio prazo”, iterações de mercado de natureza mista em que tanto elementos físicos quanto elementos financeiros da representação são importantes.

Antes de qualquer coisa, é crucial entender que, embora a discussão gire frequentemente em torno de “melhorar o preço da energia” no mercado brasileiro, o preço, por si só, não é o objetivo último desta investigação. Ele representa, antes, uma ferramenta através da qual aspiramos alocar recursos da forma mais eficiente possível. Um preço “bom” não se define pela sua magnitude – seja ela alta ou baixa – mas pela sua capacidade de orientar as decisões dos agentes econômicos de maneira a promover o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis. A alocação eficiente de recursos é o propósito fundamental do desenho de mercado.

Uma alocação de recursos eficiente não significa somente a mera minimização de custos de operação e investimento no setor elétrico – isto porque não nos limitamos apenas aos recursos energéticos tradicionais, como renováveis, hídricos e fósseis, mas também recursos financeiros, humanos e

tecnológicos. Trata-se, sobretudo, de maximizar o bem-estar da sociedade como um todo⁹. É dentro desse objetivo que entra a discussão acerca de mecanismos de formação de preço.

Quando os monopólios estatais verticalmente integrados, que controlavam geração, transmissão e distribuição, começaram a se desfazer na década de 1980 ao redor do mundo, percebeu-se que os mercados desregulados possuíam dois caminhos possíveis. No primeiro, o operador (ou outra entidade central) é responsável por auditar custos e outros parâmetros técnicos das usinas e decidir o despacho mediante programas computacionais de minimização de custos. Geradores e consumidores assumem um papel passivo, com pouco poder de alterar o despacho. No segundo caminho, os geradores e consumidores têm papel mais ativo, declarando ao operador os preços de compra e venda de eletricidade e os parâmetros técnicos que sejam necessários. Essas declarações são chamadas “ofertas”. Cabe ao operador somente selecionar as ofertas de venda com menor preço e as de compra com maior – ou seja, fazer o casamento entre oferta e demanda – levando em consideração eventuais restrições de rede do sistema. A compra e venda de energia funciona como um leilão. Não há nenhuma preocupação, pelo operador, que os preços declarados pelos agentes correspondam a seus custos reais: a competição, não auditorias, pressionariam os geradores a declararem custos próximos aos reais.

O primeiro caminho é chamado “paradigma de formação de preços e despacho baseado em custos”, enquanto o segundo é o “paradigma de formação de preços e despacho baseado em ofertas”. Cada paradigma possui seus pontos fortes e fracos – e o objetivo deste relatório, como seu título sugere, é apresentá-los e discuti-los. Vale então a pergunta: qual dos dois paradigmas leva a maior eficiência econômica (isto é, maximiza o bem-estar social)?

Segundo a literatura econômica, analisada em mais detalhes no capítulo 2, o paradigma baseado em custos tem a capacidade de maximizar o bem-estar da sociedade, desde que o operador seja benevolente e tenha conhecimento perfeito. Ser benevolente significa ter como objetivo o bem-estar social (o operador não pode, por exemplo, ser “capturado” por uma parte dos agentes para agir a seu favor). Ter conhecimento perfeito significa ter processos de auditoria completos (que permitam extrair toda e qualquer informação dos agentes que seja relevante para a otimização do despacho de forma acurada e atualizada), conhecer as preferências de risco da sociedade e ter os melhores modelos de previsão e de otimização possíveis. Mas a literatura econômica afirma que o paradigma baseado em ofertas também tem a mesma capacidade de conduzir ao máximo bem-estar, desde que haja competição perfeita (há um número suficientemente grande de participantes vendedores e compradores no mercado para que nenhum tenha incentivos a manipular preços), mecanismos para eliminar externalidades¹⁰ (como as externalidades na operação de hidrelétricas em cascata), custos de transação nulos e mercados completos (uma hipótese que em essência significa a existência de instrumentos financeiros para uma gestão de riscos “perfeita”).

Tais hipóteses – tanto a de um operador onisciente quanto a de um mercado perfeito – são irrealistas. *A priori*, portanto, não é possível dizer qual dos dois paradigmas é mais eficiente. Isso dependerá do

⁹ “Bem-estar” aqui, segue a definição econômica: a soma do excedente dos produtores com o excedente dos consumidores, considerando todos os agentes da economia.

¹⁰ Externalidades ocorrem quando a ação de um agente afeta outro financeiramente, positiva ou negativamente, e o primeiro agente não o leva em consideração na sua tomada de decisão.

contexto específico do mercado analisado e se este se aproxima mais da hipótese de um operador omnisciente ou mais da hipótese de um mercado perfeito.

Há ainda outra dificuldade na análise: quando analisamos mercados elétricos reais, como foi feito nos relatórios e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: Preço por custo”) e e.3.r (“Diagnóstico internacional: Preço por oferta”) deste projeto, vemos que na verdade não há somente dois caminhos para mecanismos de formação de preços (“por custos” ou “por ofertas”). Cada mercado elétrico tem um mecanismo de formação de preços único e há um grande espectro de desenhos de mercado possíveis.

Por exemplo, em nenhum dos mercados baseados em custos analisados no relatório e.2.r1, o operador audita a *totalidade* dos parâmetros técnicos e custos do sistema, como sugerido pela definição dada a “paradigmas baseados em custos” – pode-se inclusive argumentar que isso seria impraticável. O próprio Brasil, por exemplo, permite que térmicas declarem disponibilidades diariamente ao operador, sem qualquer validação – e há pesquisas que sugerem que este tipo de flexibilidade pode levar a algum tipo de exercício de poder de mercado na prática, mesmo em mercados “por custos” [35]. O Brasil também utiliza na sua operação do dia a dia as ofertas de resposta de demanda e de recomposição de reserva operativa (RRO), elementos muito mais afeitos a paradigmas baseados em ofertas.

Nos mercados baseados em ofertas analisados no relatório e.3.r, também podemos verificar que é raro que o operador se isente completamente de qualquer tipo de responsabilidade a respeito das declarações dos agentes, ou que evite ter qualquer influência na parametrização do modelo de despacho – características que seriam esperadas de um paradigma baseado em ofertas, segundo a definição dada anteriormente. De um modo geral, mesmo os mercados elétricos organizados ao redor de uma lógica “por ofertas” têm a preocupação de assegurar que as curvas e parâmetros indicadas pelos agentes sejam próximos aos custos reais de operação, aplicando para isso regras de limites às ofertas submetidas ou outros mecanismos de mitigação de poder de mercado. O mecanismo de *Reliability Assessment and Commitment*, do mercado PJM, é um ótimo exemplo de um elemento “afeito a um paradigma por custos” dentro de um mercado baseado em ofertas: após otimizar o despacho segundo as ofertas de compra e venda de energia submetidas pelos agentes, o operador do PJM faz uma segunda análise, considerando projeções próprias de demanda e requerimentos de reserva (ver relatório e.3.r para mais detalhes).

3.3.ELEMENTOS DE DESENHO NA PRÁTICA

Embora de fato existam diferenças e contrastes intrínsecos entre os desenhos “por custo” e “por oferta” de um ponto de vista dos seus fundamentos (como introduzido na seção 3.2), na prática há um amplo espectro de modelos que adotam características dos dois tipos de mecanismo. Em particular, levando em conta a etapa de análise de experiências internacionais, abordada nos relatórios e.2.r1 e e.3.r, e em que 15 diferentes mercados elétricos foram analisados, torna-se interessante contrastar possíveis estratégias de desenhos utilizadas *na prática* em mercados elétricos reais, como possíveis inspirações para as alternativas de desenho que serão exploradas mais a fundo. A expectativa é que a maior parte destes desenhos não esteja alinhada com nenhum dos dois “extremos” que poderiam ser imaginados na dicotomia entre preços por custo e preços por oferta: nem um mecanismo de custos auditados “puro”, sem flexibilidade por parte dos agentes geradores em um modelo bastante centralizado, nem um mecanismo descentralizado “puro”, onde os agentes possuem total liberdade na apresentação de ofertas sem nenhum tipo de validação ou comando e controle. Esta seção apresenta uma síntese desta caracterização.

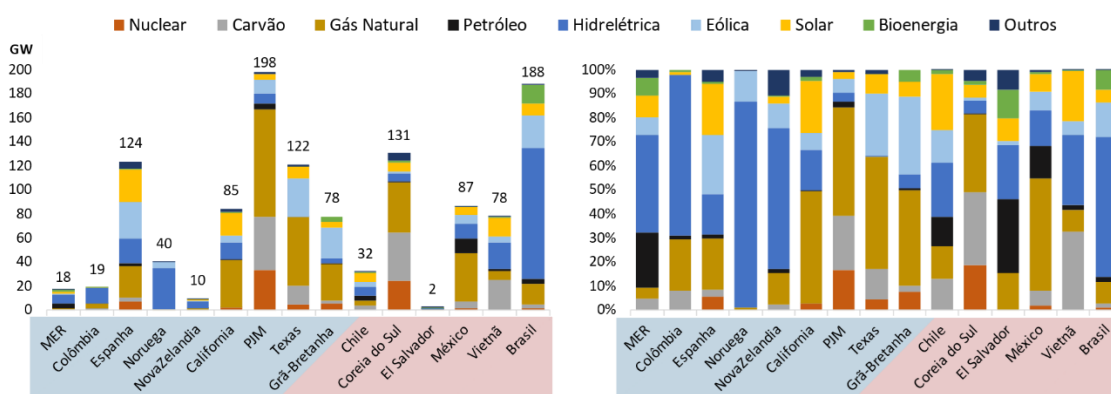
3.3.1.SÍNTESE DE ELEMENTOS DE DESENHO

A Figura 3 apresenta, com fins de contextualização, o mix energético dos sistemas analisados na etapa

de análise de experiências internacionais, abordada nos relatórios e.2.r1 e e.3.r. Os sistemas sombreados em azul utilizam um modelo de formação de preços por oferta (abordados no relatório e.3.r), enquanto os sombreados em vermelho adotam um modelo por custo (detalhados nos relatórios e.2.r1). Como evidenciado nos gráficos, foram analisados sistemas de diferentes dimensões em termos de capacidade instalada, e com variadas composições tecnológicas. O sistema analisado que mais se compara ao Brasil em termos de dimensão é o PJM, embora seja um sistema majoritariamente térmico. Por outro lado, a Colômbia, a Noruega e a Nova Zelândia se destacam pela elevada participação hídrica na matriz energética.

Figura 3: Gráfico comparativo de capacidade instalada e matriz energética dos sistemas analisados na etapa de análise da experiência internacional (relatórios e2r1 e e3r).

Fonte: Elaboração própria com dados de [46] [47], [3], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55], [56], [57]



A Tabela 4 resume alguns dos principais elementos de desenho de mercado dos sistemas analisados. Como esperado, ao analisar as principais características dos modelos de formação de preços dos sistemas elétricos *na prática*, observa-se que desenhos “intermediários” são comuns, particularmente nos sistemas com formação de preço por custo.

Um caso interessante neste contexto é a Colômbia, que utiliza curvas quantidade-preço submetidas pelos agentes, mas que impõe limitações aos parâmetros desta curva (por exemplo, exigindo que apenas 1 nível de preço seja informado, sem que o ofertante possa dividir sua oferta em segmentos) e que aplica um processo de validação nas ofertas – características que aproximam a Colômbia de sistemas que adotam o mecanismo de formação de preço por custo, ainda que o grau de flexibilidade dado aos agentes seja o parâmetro crucial que define a sua classificação. No caso da Colômbia, os limites aplicados no processo de validação são bastante amplos, enquanto nos sistemas por custo os limites são bem restritivos (no México e Vietnã, essas ofertas devem permanecer próximas do valor auditado ou calculado centralizadamente, com apenas um pequeno percentual de tolerância). Essa flexibilidade, no entanto, é uma componente *multidimensional* (em que apenas alguns eixos são representados na Tabela 4). Para a discussão de alternativas *híbridas* aplicáveis, torna-se relevante entrar nos detalhes desta flexibilidade multidimensional – como será objeto da seção 3.5.

Tabela 4: Tabela resumo dos principais elementos de desenho dos sistemas analisados na etapa de experiência internacional.

Sistema	Modelo	Discretização do preço	Diferença modelo físico e financeiro	Flexibilidade da oferta	Representação armazenamento
Chile	Custo	Horário nodal	Nenhuma	Curva limitada, oferta com validação	Explícita
Coreia do Sul	Custo	Horário zonal	Estrutural	Curva semiflexível, custo auditado	Explícita
El Salvador	Custo	Horário nodal	Nenhuma	Curva limitada, oferta esporádica	Explícita
México	Custo	Horário nodal	Nenhuma	Curva flexível, oferta com validação	Explícita
Vietnã	Custo	30-min nó único	Parâmetro	Curva flexível, oferta com validação	Explícita
Colômbia	Oferta	Horário nó único	Parâmetro	Curva limitada, oferta com validação	Explícita
Noruega	Oferta	Horário zonal	Parâmetro	Curva flexível, oferta frequente flexível	Não representa
Califórnia	Oferta	5-min nodal	Nenhuma	Curva flexível, oferta frequente flexível	Explícita
PJM	Oferta	5-min nodal	Nenhuma	Curva flexível, oferta frequente flexível	Não representa
Texas	Oferta	5-min nodal	Nenhuma	Curva flexível, oferta frequente flexível	Não representa
MER	Oferta	Horário zonal	Nenhuma	Curva limitada, oferta frequente flexível	Não representa
Espanha	Oferta	Horário zonal	Parâmetro	Curva limitada, oferta frequente flexível	Não representa
Grã-Bretanha	Oferta	30-min nó único	Parâmetro	Curva flexível, oferta frequente flexível	Não representa
Nova Zelândia	Oferta	30-min nodal	Nenhuma	Curva flexível, oferta frequente flexível	Não representa
Brasil	Custo	Horário zonal	Parâmetro	Curva semiflexível, custo auditado	Explícita

De forma geral, os mercados elétricos baseados em custos apresentam traços de um mercado mais centralizado, como esperado, em contraste com características bastante descentralizadas dos mercados baseados em oferta. Há, ainda, como mencionado, alguns mercados com desenho intermediário, que facilitam uma possível transição entre mecanismos. Em particular, o México e o Vietnã, embora constituam mercados “por custo”, possuem mecanismos para que os agentes submetam suas informações dentro de alguns limites bastante restritos. Cabe mencionar também que, de forma geral, os sistemas analisados que adotam mecanismos de formação de preço por oferta tendem a ser mercados mais maduros do que os que adotam mecanismos de formação de preço por custos.

Analisando a discretização dos preços, nota-se uma tendência a preços mais detalhados (tanto temporalmente, quando espacialmente) nos mercados por oferta, muito embora existam vários sistemas por oferta com preços horários e de nó único ou poucas zonas. Vale mencionar que nenhum

sistema analisado apresenta discretização temporal superior a 1 hora – isto é, os preços são calculados em intervalos de 1 hora ou menos. Em termos locacionais, há desde preços únicos para todo o sistema até preços para milhares de nós em ambos os grupos. A diferença entre modelos físico e financeiro, por sua vez, está estreitamente relacionada a este último aspecto do preço: sistemas com preços nodais tendem a utilizar o mesmo sistema, enquanto os demais apresentam diferença – a quase totalidade uma diferença de parâmetro relacionada a simplificação da rede de transmissão.

Em termos de declaração de oferta, a maioria dos sistemas por custo permite que o agente apresente informações ao operador, mas as mesmas passam por um esquema de validação com pouco espaço para disparidades em relação aos valores calculados de forma centralizada. Com relação ao detalhamento da curva quantidade-preço, há bastante variação entre os mercados. Por outro lado, nos sistemas com mecanismo por oferta, a apresentação de informações ao operador é sempre frequente e flexível, com exceção da Colômbia, que aplica um processo de validação com limites amplos. O detalhamento da curva quantidade-preço é usualmente bastante flexível, embora esse aspecto varie e alguns mercados limitem a poucos ou um único ponto.

No que diz respeito aos mecanismos de gestão dos reservatórios e cálculo do valor da água, é interessante observar que os países com formação de preço por oferta em geral aplicam mecanismos significativamente mais simples do que os países com formação de preço por custo. Isto porque, nos modelos por oferta, não cabe mais ao operador a responsabilidade de centralizar este tipo de análise – em vez disso, cada agente de mercado é responsável por construir o seu próprio modelo para tomar a decisão de como fazer a gestão intertemporal do reservatório, traduzindo esta estratégia em um conjunto de ofertas de mercado. Desta forma, a complexidade fica embutida nas ofertas dos agentes, não sendo explicitada nas regras de mercado.

3.3.2. VARIANTES POR OFERTAS

Os mercados de formação de preço por ofertas são caracterizados por uma maior descentralização e flexibilidade dos agentes geradores. No entanto, há diversas possibilidades de desenho que se enquadram nesse mecanismo. Tipicamente, são descritos os dois principais padrões de modelo de formação de preço por ofertas: o “modelo europeu” e o “modelo norte-americano”.

Os mercados europeus são caracterizados por um modelo zonal-horário de precificação, que é tratado como intrinsecamente diferente do modelo físico. São adotados mercados intradiários e um mercado contínuo, que dão maior flexibilidade para as transações financeiras. Além disso, há grande ênfase na competição entre os *power exchanges*. Os mercados norte-americanos, por sua vez, caracterizam-se por mercados nodais com preços bastante discretizados (a cada 5 minutos), e grande proximidade entre o modelo físico e o modelo financeiro. Usualmente se utiliza uma dupla liquidação, composta por um Mercado do Dia Seguinte e Mercado em Tempo Real. Além disso, há representação explícita de produtos reserva, que são cootimizados com o despacho de energia e sensíveis a preço.

Todavia, é importante destacar que o mecanismo de formação de preço por oferta não está limitado a essas duas vertentes. Há inúmeras possibilidades de desenho fora dessa dicotomia. Dentre os mercados analisados no relatório e3r, Colômbia, Nova Zelândia e MER apresentam características mistas: não possuem nem um mercado nodal ou de reservas tão robusto quanto os mercados “norte-americanos”, nem um mercado contínuo de energia com *power exchanges* tão robusto quanto os mercados “europeus”, e ainda assim possuem elementos que permitem classificá-los inequivocamente como mercados “por oferta”.

Finalmente, cabe destacar alguns aspectos com maior similaridade entre os mercados que adotam uma

formação de preços por oferta. O primeiro deles é o produto confiabilidade. A maioria dos sistemas “por oferta” funciona como um mercado *energy-only* (não existe produto confiabilidade). Nos mercados que apresentam o produto confiabilidade, este usualmente é um produto separado e independente do produto energia, adquirido via leilão. Outro ponto em comum na maioria dos mercados é a não há representação do armazenamento nos modelos de otimização, de forma que o gerenciamento dos reservatórios é de responsabilidade dos agentes geradores e deve ser refletido através das ofertas de mercado. Além disso, não costuma existir diferenciação entre os mercados livre e regulado: os consumidores são livres para escolher a comercializadora que lhe suprirá e a mesma é responsável pela contratação de energia (via contratos ou mercado atacadista).

3.3.3.VARIANTES POR CUSTOS

Os mercados com formação de preço por custos são, tipicamente, bastante centralizados. Ainda assim, é possível identificar desenhos com diferentes graus de flexibilidade. Em um polo há o caminho mais “tradicional”, onde os custos dos ativos são auditados e não há possibilidade de revisão dos parâmetros operativos por parte dos agentes de geração. Em um outro polo, em uma região transfronteiriça com um modelo por oferta, há sistemas que permitem uma declaração frequente de custos (e outros parâmetros), mas estes são validados e não podem diferir substancialmente do custo calculado de forma centralizada. No meio do caminho, há desenhos que permitem revisões esporádicas.

Dentre os países analisados, é possível classificar El Salvador e Coreia do Sul como exemplos mais “tradicional”, enquanto Vietnã e México utilizam estruturas para os mercados de curto prazo compatíveis com o uso de um modelo por ofertas. O Chile, por sua vez, adota um mecanismo híbrido, onde um modelo por custos com declarações validadas é usado no mercado de energia, e um modelo por ofertas é usado no mercado de reserva. Cabe destacar, no entanto, que à medida que a complexidade dos problemas de otimização aumenta, alguns dos elementos representados tornam-se mais difíceis de serem validados centralizadamente pelo operador.

Os aspectos que tendem a apresentar maior similaridade entre os sistemas analisados que adotam a formação de preço por custos é a existência de um produto confiabilidade, a separação de mercados de consumo em livre e regulado, e o estabelecimento de regras de contratação para o mercado regulado. Com relação ao produto confiabilidade, embora todos os sistemas analisados o adotem, vale mencionar que a sua definição varia substancialmente entre os países.

3.4.METODOLOGIA CONTEMPLANDO OS MODELOS HÍBRIDOS

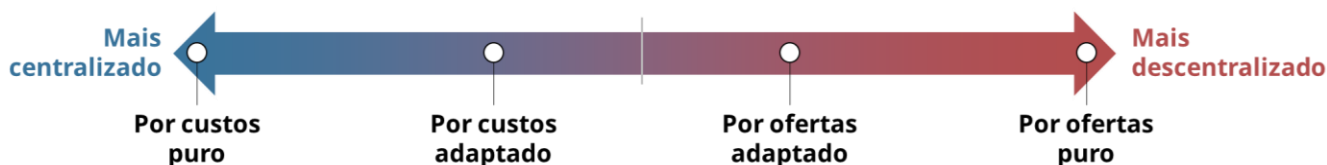
O resumo da seção anterior é que identificar qual paradigma de formação de preços e despacho é o mais adequado para o Brasil (no sentido de maximizar a eficiência da alocação de recursos) não é uma tarefa trivial. Mais que isso, ficou claro que o desenho de mercado é resultado de decisões a respeito de uma série de elementos cujas incontáveis combinações implicam em um leque de alternativas que vai muito além da dicotomia entre mercados por custos e mercados por ofertas.

Como discutimos nas seções 3.2 e 3.3, existe um amplo espectro de mecanismos de formação de preço e despacho entre os dois extremos que são: (i) aquele em que todas as informações para a operação advêm de auditorias e validações feitas pelo operador (que denominaremos paradigma puramente baseado em custos); e (ii) aquele em que todas as informações são declaradas pelos agentes e estes têm total flexibilidade para definir suas ofertas (paradigma puramente baseado em ofertas). Existem inúmeras possibilidades de desenho de mercado no meio do caminho, nas quais os agentes podem apresentar certas informações ao operador do sistema, com algum nível de validação / limitação.

Com isto, para uma análise completa dos prós e contras dos diferentes possíveis modelos para a formação e preço da eletricidade no Brasil, não devemos nos ater à mera dicotomia entre o paradigma baseado em custos vs baseado em ofertas, pois isso impede a análise de um grande espectro de possibilidades de desenho de mercado – os paradigmas “híbridos”, por misturarem elementos dos dois extremos – que podem se revelar mais vantajosos ao país.

Se não é possível se ater aos dois paradigmas extremos, “puros”, é importante destacar que, ao abrir o espaço de possibilidades para as escolhas de desenho multidimensionais que são observadas na prática (como indicado na seção 3.3), haveria um número muito grande de paradigmas alternativos, e não seria factível analisar todas as combinações possíveis. Levando em conta o objetivo central deste relatório de apresentar uma discussão das vantagens e desvantagens de diferentes “tipos” de modelo, em vez disso a estratégia mais eficiente seria selecionar um pequeno número de paradigmas “representativos”, suficientemente espalhados no espectro dos mecanismos de formação e preços possíveis (como ilustrado na Figura 4). Sem entrar nos detalhes das características de desenho específicas que seriam adotadas para caracterizar os mecanismos “híbridos” representados na Figura 4, é de se esperar que a introdução destes dois mecanismos adicionais na análise comparativa traria benefícios significativos – ao representar de forma mais realista os mercados elétricos internacionais (que frequentemente incluem elementos híbridos), e ao ainda permitir alguma distinção entre modelos híbridos com características um pouco mais centralizadas ou um pouco mais descentralizadas.

Figura 4: Espectro de mecanismos de formação de preços e despacho



Uma possível crítica a esta metodologia, entretanto, é justamente a dificuldade de se definir qual seria o conjunto de elementos de desenho utilizado para caracterizar os mecanismos “intermediários” tomados como “representativos” de um mecanismo “por custos adaptado” e “por ofertas adaptado”, já que o espectro de combinações possíveis pode ser bastante amplo. Por exemplo, digamos que há 10 escolhas de desenho disponíveis para o operador do sistema, e vamos comparar as escolhas feitas por dois sistemas, “A” e “B”. No sistema A, a opção “mais centralizada” foi feita nas escolhas 1 a 4, e “mais descentralizada” nas escolhas 5 a 10, enquanto no sistema B a opção “mais centralizada” foi feita nas escolhas 7 a 10, e “mais descentralizada” nas escolhas 1 a 6. Desta forma, temos dois sistemas que poderiam ser classificados como sistemas “por ofertas adaptado” (pois ambos têm mais escolhas tendendo a mecanismos “mais descentralizados”), mas que têm muito pouco em comum (apenas as escolhas 5 e 6 são comuns entre o sistema A e o sistema B). Comparando esses dois sistemas com um sistema C considerado “por custos puro” (isto é, um sistema que escolheu a opção “mais centralizada” em todos os quesitos), nota-se que ambos os sistemas A e B têm mais elementos em comum com o sistema C (4 escolhas em comum) do que entre si (2 escolhas em comum), embora esta característica não seja visível na classificação dos sistemas no espectro de possibilidades proposto.

Este exercício ilustra que a construção de recomendações de desenho é um trabalho complexo, e que não poderá ser esgotado apenas com este relatório – e é importante destacar que mais detalhes e recomendações serão apresentados (i) no relatório e.2.r2 para mecanismos “por custo” (“puros” ou “adaptados”) e (ii) no relatório e.6.r para mecanismos “por oferta” (“puros” ou “adaptados”). Este exercício também ilustra que uma caracterização demasiadamente detalhada ou pouco cuidadosa destes mecanismos “por custos adaptado” ou “por ofertas adaptado” pode inclusive ser contraproducente para

a análise comparativa, ao afastá-lo de outros potenciais desenhos “representativos”.

Por outro lado, para que a análise comparativa de prós e contras de cada alternativa possa ser feita de forma eficaz e assertiva, é crucial partir de uma definição clara de cada um dos paradigmas que se deseja avaliar. Justamente porque um mecanismo classificado como “intermediário” entre um mecanismo “por custos” e um mecanismo “por ofertas” pode ter uma multiplicidade muito grande de combinações de características, é importante entender nos exemplos avaliados como estaria sendo feita a divisão de responsabilidades entre os agentes e o operador (por exemplo) para que os prós e contras e *trade-offs* possam ser avaliados.

Levando em conta esta tensão entre o detalhamento excessivo e o detalhamento insuficiente das alternativas, a metodologia construída para este relatório e.4.r envolve a aplicação da mesma estrutura tabular introduzida nos relatórios e.2.r1 e e.3.r para caracterizar os quatro paradigmas de que serão comparados em detalhe. A seleção destes elementos de desenho foi feita com base na experiência e conhecimento dos consultores, buscando representar combinações (i) razoavelmente *representativas* em termos de cobertura do espectro de possibilidades de escolha, (ii) condizentes com escolhas de desenho tipicamente feitas internacionalmente, e (iii) condizentes com aspectos e particularidades da realidade brasileira. É importante destacar, entretanto, que pela natureza desta caracterização trata-se meramente de um conjunto *preliminar* de escolhas de desenho, e não de uma *recomendação* – havendo oportunidades ao longo do projeto, e em particular ao longo da elaboração dos relatórios e.2.r2 e e.6.r futuramente, de discutir cada um destes elementos de desenho em mais detalhe antes de apresentar uma recomendação aplicável ao setor elétrico brasileiro.

3.5. DEFINIÇÃO DOS PARADIGMAS CONSIDERADA NA ANÁLISE

Como indicado na seção 3.4, foram selecionadas quatro alternativas representativas de paradigmas para a formação de preços da eletricidade no Brasil para a análise detalhada apresentada no capítulo 4: são eles o “paradigma puramente baseado em custos”, “baseado em custos com adaptações”, “puramente baseado em ofertas” e “baseado em ofertas com adaptações”. Por simplicidade, em alguns momentos ao longo do texto nos referiremos a eles como “por custos puro”, “por custos adaptado”, “por ofertas puro” e “por ofertas adaptado”.

Esta seção apresenta uma caracterização *explícita* (no sentido de evitar ambiguidades nas alocações de responsabilidade entre agentes descentralizados e operador centralizado nos diferentes modelos), porém *preliminar* (no sentido de não constituir uma recomendação de escolhas de desenho caso o Brasil opte por cada um destes caminhos no que diz respeito à estratégia para a formação de preço da eletricidade), de cada um destes paradigmas. A caracterização é apresentada em uma estrutura tabular, cuja metodologia é apresentada no Anexo II: Caracterização estrutural de mecanismos de formação de preço. Trata-se na prática da mesma metodologia introduzida nos relatórios e.2.r1 e e.3.r para classificar os elementos de desenho de mercados elétricos internacionais¹¹, que permite descrever os paradigmas

¹¹ Há duas pequenas diferenças em relação às tabelas dos relatórios anteriores. Primeiro, a exclusão do tema “produto reserva”, que deixamos para discutir em separado na seção 6.3.7. Segundo a terceira coluna aqui irá descrever como as tecnologias são representadas no modelo de despacho, ao invés de quais tecnologias têm maior flexibilidade de ofertas.

capturando suas características essenciais, sem nos perdermos em minúcias operacionais ou especificidades técnicas que, embora importantes, não alteram a essência da comparação.

Em todos os quatro paradigmas construídos, o despacho e o preço *spot* da energia são resultado de um ou mais modelos computacionais executados pelo operador do sistema elétrico. A principal diferença entre os paradigmas é a fonte da informação utilizada: no paradigma puramente baseado em custos, todos os dados são auditados pelo operador; no puramente baseado em ofertas, todos os dados são declarados pelos próprios participantes do mercado, sem validações adicionais pelo operador. O paradigma baseado em custos com adaptações e o baseado em ofertas com adaptações estão entre os dois extremos. Abaixo, os descrevemos mais detalhadamente.

3.5.1. POR CUSTO PURO

Neste paradigma, todas as informações utilizadas pelo operador no(s) modelo(s) computacional(is) de despacho são validadas de alguma forma. Existe um tratamento diferenciado para cada tecnologia:

- **Térmicas:** cada unidade térmica é representada no(s) modelo(s) através de uma curva quantidade-preço (correspondente aos seus custos de combustível e de O&M) e de parâmetros técnicos – eficiência (da conversão combustível-eletricidade), custos de *start-up*, restrições de rampa, de geração máxima e mínima, de geração forçada (quando a geração em dada hora deve ser igual a certo valor), de *unit commitment*, etc. Todos esses dados são auditados pelo operador: os custos devem ser respaldados por contratos, faturas, etc.; parâmetros técnicos devem ser validados por dados dos fornecedores, testes experimentais, contratos, ou outra forma de comprovação que seja válida pelas regras de mercado.
- **Hidrelétricas:** o(s) modelo(s) representa(m) restrições técnicas das hidrelétricas e de seus reservatórios – eficiência (da conversão água-eletricidade), máximo e mínimo turbinamento, volume máximo e mínimo do reservatório, etc. Esses dados são validados antes de serem inseridos no(s) modelo(s). Diferente das térmicas, hidrelétricas não possuem uma curva quantidade-preço, já que são os próprios modelos que calculam o custo futuro da água e o utilizam para otimizar o nível de armazenamento dos reservatórios. O operador também é responsável por elaborar previsões de vazão ou contratar instituição competente para fazê-las.
- **Outras renováveis:** são representadas no(s) modelo(s) como uma geração pré-fixada. Isto é, o operador prevê o quanto cada central renovável vai gerar e insere esse valor no modelo. O custo de geração renovável é zero.
- **Demandas:** também são valores pré-fixados no modelo conforme previsão do operador.

Em resumo, neste paradigma não há qualquer oferta dos participantes do mercado.

Assumiremos também que o(s) modelo(s) computacional(is) possuam restrições de geração forçada e *unit commitment* somente para termelétricas (não para hidrelétricas nem outras tecnologias), tal como no mercado brasileiro atual.

Tabela 5: Definição do paradigma “por custos puro”

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (no modelo)
Geração forçada	Explícita O modelo possui restrições para	Nenhuma Usinas precisam comprovar que	Restrito Válido somente para usinas térmicas

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (no modelo)
	térmicas que precisem gerar quantidades fixadas	possuem tais restrições	
Curva quantidade-preço	Flexível O operador usa o número de patamares necessário para representar os dados auditados das usinas	Nenhuma A curva quantidade-preço usada no modelo para cada térmica é auditada	Restrito Só térmicas têm curvas quantidade-preço no modelo. Renováveis têm custo zero e o modelo calcula o custo (futuro) de hidrelétricas
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícita O modelo possui restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas	Nenhuma Os valores usados nas restrições de <i>unit commitment</i> são auditados pelo operador	Restrito O modelo só representa restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas
Otimização de armazenamento	Explícita O modelo otimiza o armazenamento de hidrelétricas e de baterias	Nenhuma O modelo calcula o custo de oportunidade do armazenamento	Restrito O modelo não possui armazenamento para tecnologias além de baterias e reservatórios hidrelétricos

3.5.2. POR CUSTO ADAPTADO

A característica principal do paradigma baseado em custos com adaptações é que somente centrais térmicas podem realizar ofertas quantidade-preço, mas estas são limitadas: não podem se afastar muito dos custos auditados pelo operador.

Um exemplo de como tal esquema pode funcionar é dado pelo mercado elétrico vietnamita, analisado no Entregável e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: preço por custo”). Nesse país, térmicas podem declarar diariamente os custos e quantidades que o operador usará para montar o despacho do dia seguinte, mas os preços declarados são limitados a 120%¹² dos custos auditados naquele ano. O México, também analisado naquele entregável, segue procedimento similar.

Além de poderem declarar quantidades e preços (diariamente), térmicas podem também declarar parâmetros técnicos (como eficiência, geração forçada, custos de *start-up*, restrições de rampa, de geração máxima e mínima, de *unit commitment*, etc.), com esporadicidade mensal ou superior (por exemplo, bimestral, semestral, anual, etc.).

¹² Mais precisamente, só térmicas de ponta podem ofertar até 120% do custo auditado. Térmicas de base podem ofertar até 100% e as demais, 105%.

O despacho das demais tecnologias se dá tal como no paradigma baseado em custos puro. Isto é, o operador audita os custos e dados técnicos das centrais não térmicas; calcula o custo futuro da água; e faz previsões de geração renovável, de vazões, de demanda e de qualquer outra variável do modelo cuja evolução futura seja incerta.

Tabela 6: Definição do paradigma “por custos adaptado”

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (na representação)
Geração forçada	Explícito O modelo possui restrições para térmicas que precisem gerar quantidades fixadas	Esporádica Declaração de geração forçada mensal ou mais esporádica	Restrito Válido somente para usinas térmicas
Curva quantidade-preço	Flexível O modelo permite curvas quantidade-preço horárias com muitos patamares	Frequente restrita Térmicas declaram diariamente suas curvas, dentro de limites estritos fixados pelo operador	Restrito Só térmicas têm curvas quantidade-preço no modelo. Renováveis têm custo zero e o modelo calcula o custo (futuro) de hidrelétricas
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícito O modelo possui restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas	Esporádica Declarações mensais ou mais esporádicas	Restrito O modelo só representa restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas
Otimização de armazenamento	Explícito O modelo otimiza o armazenamento de hidrelétricas e de baterias	Nenhuma O modelo calcula o custo de oportunidade do armazenamento	Restrito O modelo não possui armazenamento para tecnologias além de baterias e reservatórios hidrelétricos

Neste ponto, faremos uma observação, que também é válida para os outros paradigmas desta seção. Como falamos no início do capítulo, existe um amplo espectro de mecanismos de formação de preço, de modo que poderíamos ter definido o “paradigma por custos adaptado” de outro modo. Por exemplo, poderíamos ter permitido que solares e eólicas declarassem suas previsões de geração para o dia seguinte ao operador (ou seja, que fizessem ofertas de quantidade), como é permitido em muitos mercados elétricos internacionais baseados em custos auditados (um exemplo é o Panamá); ou permitido declarações diárias de geração forçada para térmicas (como é o caso do Brasil). O objetivo das escolhas feitas é simplesmente servir de base para ilustrar as vantagens e desvantagens de diferentes estratégias conceituais nas próximas seções.

Nesse sentido, esses paradigmas também não devem ser os únicos a serem considerados no contexto do mercado brasileiro. O desenvolvimento de um desenho mais detalhado de mecanismos de formação de preço para a realidade brasileira será objeto de relatórios posteriores, como ficará mais claro nas

conclusões da seção 5.4.

3.5.3. POR OFERTAS PURO

Este paradigma tem duas características-chave: (i) os geradores e consumidores declaram os próprios parâmetros a serem utilizados no(s) modelo(s) computacional(is) de despacho do operador, sem qualquer validação; e (ii) o(s) modelo(s) são totalmente agnósticos à tecnologia.

Mais precisamente, toda unidade geradora (independente da tecnologia) é representada nos modelos através de uma curva quantidade-preço, que pode ter muitos patamares (digamos, duzentos) e variar por hora, e de restrições como rampas, máximo e mínimo tempo ligada (ou desligada), geração mínima se acionada, entre outras¹³. Os proprietários dessas unidades declaram diariamente ao operador a curva quantidade-preço e as restrições a serem usadas no(s) modelo(s) – suas ofertas.

Os preços declarados devem estar entre um piso muito baixo (digamos, -50000 R\$/MWh) e um teto muito alto (digamos, 50000 R\$/MWh). Repare: os preços podem ser negativos, significando que o ofertante está disposto a pagar o preço declarado para produzir energia.

Ou seja, em sua oferta, o gerador vai indicar:

- uma curva quantidade-preço, com o número de patamares que bem entender (até duzentos), cada patamar com um preço entre -50 e +50 mil reais por MWh;
- quais restrições quer usar – ele não é obrigado a utilizar todas as restrições, mas tem acesso, se desejar, ao mesmo conjunto de restrições que todos os agentes, independente de tecnologia;
- os valores a serem usados nas restrições escolhidas.

O mesmo vale para a demanda: os consumidores (ou seus representantes, como um distribuidor ou comercializador) declaram curvas quantidade-preço para *compra* de energia e restrições. Os limites de preços são os mesmos (-50 a +50 mil R\$ por MWh) e têm acesso ao mesmo conjunto de restrições. Um preço negativo significa, neste caso, que o consumidor consumirá a quantidade declarada se receber aquele preço (ou mais).

O consumidor tem, assim, bastante flexibilidade. Por exemplo, pode dizer que está disposto a pagar 1000 R\$/MWh para os primeiros 10 MWh e 5000 R\$/MWh para os 10 MWh seguintes. Pode usar restrições de rampa e/ou de mínimo tempo ligado para indicar que dado processo industrial não pode ser desligado de uma hora para outra. Pode também declarar um preço negativo para dizer que, se for pago, acionará equipamentos elétricos que não acionaria normalmente.

Consumidores (ou seus representantes) podem também declarar ofertas de venda de energia – idênticas às ofertas de qualquer gerador – além de suas ofertas de compra. E geradores podem declarar ofertas de compra – idênticas às de qualquer consumidor – além das de venda. Assim, toda tecnologia (térmica, hidrelétrica, renovável, bateria, geração distribuída, cogeração, etc.) tem acesso aos mesmos tipos de

¹³ É comum que essas restrições tenham outros nomes em mercados baseados em oferta. Por exemplo, a restrição de “geração mínima se acionada” seria o que a Grã-Bretanha chama de “oferta cortável” (ofertas em que o aceite está condicionado a um percentual mínimo, ver entregável e3r). Por sua vez, “mínimo tempo ligado” seria representado por ofertas “em blocos dependentes” (o aceite de um bloco é dependente do aceite de outro).

oferta (de compra e de venda, com o mesmo conjunto de restrições e mesmos limites de preços).

O(s) modelo(s) não representa(m) reservatórios de água, uma vez que o custo de se gerar com uma hidrelétrica é o preço ofertado pelo seu proprietário: o operador não precisa calcular o custo futuro da água. Pelo contrário, essa responsabilidade é do ofertante, quem deve responder à pergunta “se a água não for utilizada para geração amanhã, quanto ela pode render no futuro, seja para geração ou para outro uso?” Se a resposta for 10 R\$ para cada MWh não gerado hoje, por exemplo, então a oferta deve ser de pelo menos 10 R\$/MWh. Dito de outro modo, as curvas quantidade-preço declaradas pelos agentes hidrelétricos refletem suas próprias análises de custo de oportunidade.

Por fim, assumimos que o modelo não possui restrições de geração forçada. Isto é, não há restrição para forçar o modelo a gerar (ou consumir) uma quantidade pré-fixada com alguma unidade geradora (consumidora) específica. Uma usina que tenha tal inflexibilidade podem declarar uma curva quantidade-preço com patamar único (de tamanho igual à quantidade necessária) e preço muito baixo, de modo a fazer o modelo de despacho selecioná-la¹⁴.

Tabela 7: Definição do paradigma “por ofertas puro”

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (no modelo)
Geração forçada	Equivalente Não há restrição de geração forçada no modelo	Não se aplica	Não se aplica
Curva quantidade-preço	Flexível O modelo permite curvas quantidade-preço de compra e venda horárias com muitos patamares	Frequente flexível Os agentes declaram diariamente suas curvas para o modelo, com limites de preços amplos	Todas as tecnologias, inclusive demanda Todos os geradores e consumidores declaram curvas
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícito O modelo possui restrições de <i>unit commitment</i> para todos os agentes	Frequente flexível Os valores usados nas restrições são declarados pelos agentes diariamente	Todas as tecnologias, inclusive demanda As restrições são as mesmas para todas as unidades geradoras e consumidoras
Otimização de armazenamento	Não representado	Não se aplica	Não se aplica

¹⁴ O quão baixo seria esse preço depende do quão inflexível for a usina e do valor “mínimo” que o proprietário aceita para despachar (abaixo do qual faz mais sentido para ele “verter” energia). No limite, o valor pode chegar ao piso de -50000 R\$/MWh. Claro que, se houver muitos agentes ofertando a preço zero ou preço-piso, é preciso ter uma regra de desempate (o que, aliás, é necessário em todos os paradigmas). Ver seção 6.3.9 para uma discussão mais aprofundada.

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (no modelo)
	Não há reservatórios ou baterias no modelo explicitamente		

3.5.4. POR OFERTAS ADAPTADO

No paradigma baseado em ofertas com adaptações, todos os participantes do mercado (incluindo consumidores) podem realizar ofertas diariamente, mas há mecanismos para reduzir o poder de manipulação de mercado dos agentes e permitir a operação mais eficiente de cascatas hidrelétricas: (i) existe um monitor de mercado, cuja função é detectar, coibir e, se necessário, penalizar comportamentos anti-competitivos e *gaming* dos ofertantes. Ele tem o poder de invalidar ofertas enviadas pelos agentes e substituí-las por valores auditados, caso os preços ofertados superem certos limites ou caso detecte exercício de poder de mercado; e (ii) existe um mecanismo que resolve o problema de externalidades das cascatas, conforme introduzido na seção 2.2.4. Na descrição abaixo, optamos por solucionar a questão das externalidades das cascatas através de um mecanismo de *reservatórios virtuais*, que exemplificamos em mais detalhe no Anexo IV.

Os modelos, bem como as ofertas, não são agnósticos a tecnologia:

- **Térmicas:** cada unidade térmica é representada no(s) modelo(s) através de uma curva quantidade-preço e de parâmetros técnicos e restrições. Os três (curva quantidade-preço, parâmetros e restrições) são declarados pelo proprietário diariamente. Não há auditorias para validar que os valores declarados correspondam aos custos e características físicas reais do gerador, mas há limites que impedem que as declarações se afastem muito da realidade. Por exemplo, o preço declarado não pode superar um teto, calculado como uma margem sobre uma estimativa do operador para o custo da térmica mais cara do sistema.
- **Hidrelétricas:** o(s) modelo(s) devem incluir tanto uma representação *virtual* do sistema hidrelétrico (em que os direitos de propriedade são traduzidos em *créditos de reservatório virtual*, ou CRV, e em que os agentes do sistema podem fazer ofertas de compra e venda representadas sobre estes CRV) quanto uma representação *física* deste sistema hidrelétrico (com restrições técnicas das hidrelétricas e de seus reservatórios, eficiência da conversão água-eletricidade, limites máximo e mínimo de turbinamento, volume do reservatório, etc.). Esses dados são validados antes de serem inseridos no(s) modelo(s), e os modelos utilizados na operação devem assegurar a compatibilidade entre a operação física das hidrelétricas e o aceite das ofertas virtuais correspondentes – cada reservatório (físico) está associado a um reservatório virtual, e um reservatório virtual pode estar associado a um ou mais reservatórios físicos. Mais detalhes sobre o funcionamento deste mecanismo são apresentados no Anexo IV.
- **Outras renováveis:** são representadas no(s) modelo(s) através de uma curva quantidade-preço, mas sem restrições adicionais. A curva é declarada diariamente pelos proprietários e os preços devem estar dentro de limites (possivelmente distintos do piso e do teto para térmicas).
- **Demandas:** também são representados através de uma curva quantidade-preço, declarada por consumidores ou seus representantes (distribuidores ou comercializadores) diariamente. Neste caso, a curva representa o quanto cada consumidor está disposto a pagar pela energia. Há piso e teto para os preços declarados. Consumidores não podem fazer ofertas de venda de energia.

Além disso, qualquer tecnologia (térmica, hidrelétrica, renovável, demanda) pode declarar diariamente um compromisso fixo de geração (ou de consumo no caso de demanda) – i.e., geração forçada. Neste caso, haverá uma restrição que iguala a geração (ou consumo) em dada hora ao valor declarado.

Em resumo, neste paradigma qualquer tecnologia pode declarar curvas quantidade-preço (dentro de limites para os preços) e geração forçada, diariamente. Térmicas podem também declarar valores para suas restrições físicas, diariamente. No caso de hidrelétricas, as curvas quantidade-preço são ofertas de compra e venda de reservatórios virtuais – e tais ofertas podem ser realizadas inclusive por agentes não proprietários de hidrelétricas (por exemplo, distribuidoras) e não participantes do setor.

Tabela 8: Definição do paradigma “por ofertas adaptado”

Quesito	Representação no problema de otimização	Flexibilidade de declaração dos agentes	Distinção entre tecnologias (quais têm flex. máxima?)
Geração forçada	Explícito O modelo possui restrições para agentes que precisem gerar ou consumir quantidades fixadas	Frequente flexível Declarada diariamente, mas sujeita à validação do monitor de mercado	Todas as tecnologias, inclusive demanda Todos os agentes podem declarar geração forçada
Curva quantidade-preço	Flexível O modelo permite curvas quantidade-preço de compra e venda horárias com muitos patamares	Frequente restrita Curvas são declaradas diariamente, mas com limites e sujeitas à validação do monitor de mercado	Todas as tecnologias, inclusive demanda Todos os geradores e consumidores declaram curvas
Variáveis inteiras de <i>unit commitment</i>	Explícito O modelo possui restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas	Frequente restrita São declaradas pelos agentes diariamente, mas sujeitas à validação do monitor de mercado	Restrito O modelo só representa restrições de <i>unit commitment</i> para térmicas
Otimização de armazenamento	Equivalente O modelo representa reservatórios físicos e virtuais	Frequente restrita Ofertas de créditos de reservatórios virtuais diárias, com limites e sujeitas à validação do monitor de mercado	Virtual inclusive Todos os agentes, independente da posse de ativos hidrelétricos ou de pertencer ao setor elétrico

3.6. RESUMO DOS PARADIGMAS

Apresentamos quatro paradigmas de formação de preço e despacho: o puramente baseado em custos, o baseado em custos com adaptações, o baseado em ofertas com adaptações e o puramente baseado em ofertas, em ordem crescente de flexibilidade das declarações dos agentes ao operador – e, conseqüentemente, do paradigma em que os agentes têm menor influência sobre o despacho ao que têm maior influência. Na ordem inversa, cresce o poder do operador para definir o despacho.

As características principais de cada paradigma são:

- **Por custos puro:** todas as informações do modelo de despacho são definidas ou auditadas pelo operador;
- **Por ofertas puro:** todas as informações do modelo de despacho são declaradas pelos agentes;
- **Por custos adaptado:** são permitidas ofertas térmicas (preço-quantidade diárias e declarações de parâmetros e restrições de forma esporádica);
- **Por ofertas adaptado:** existem mecanismos de mitigação de poder de mercado e de reservatórios virtuais.

Vale observar que o paradigma brasileiro atual não corresponde a nenhum desses quatro paradigmas. Dentro do espectro de mecanismos de formação de preços desenhado na Figura 4, o Brasil estaria em algum lugar entre o mecanismo “por custos puro” e “por custos adaptado”, já que existem informações usadas nos modelos de despacho que são declaradas pelos agentes (por exemplo, disponibilidades térmicas) – diferente do paradigma baseado em custos puro – mas não há ofertas preço-quantidade térmicas – como no paradigma baseado em custos adaptado.

Há também algumas características do mercado brasileiro que são mais permissivas aos agentes que as do paradigma baseado em custos adaptado. Por exemplo, as declarações de geração forçada são diárias (enquanto no paradigma baseado em custos adaptado são no máximo mensais).

4. Comparações “por custo” vs “por oferta”

O objetivo deste capítulo é comparar os diferentes paradigmas representativos de formação de preços e despacho no setor elétrico, mostrando suas vantagens e desvantagens. Através de uma abordagem sistemática, examinamos como a escolha do mecanismo de formação de preços influencia a eficiência operacional, a transparência do mercado, a capacidade de incentivar investimentos adequados e a promoção de um despacho otimizado que atenda às necessidades de segurança, confiabilidade e minimização de custos para o sistema elétrico como um todo. Aprofundamo-nos em um desses critérios, explorando as implicações práticas e teóricas da adoção de cada paradigma e destacando questões relevantes para *stakeholders*, reguladores e participantes do mercado.

A seção 4.1 introduz a metodologia de classificação, enquanto a seção 4.2 explica em mais detalhe o entendimento de cada quesito e apresenta como cada um dos paradigmas de desenho é classificado, e a seção 4.3 apresenta uma síntese visual. É importante destacar que estes paradigmas selecionados para ilustrar de forma preliminar o espaço de possibilidades a ser explorado para a formação de preços da eletricidade no Brasil (respectivamente “por custos puro”, “por custos adaptado”, “por ofertas puro”, e “por ofertas adaptado”) são em linha com o que foi consolidado no Capítulo 3, e que a consolidação da análise multicritério apresentada neste capítulo em comparações diretas e recomendações preliminares será objeto do Capítulo 5.

4.1. METODOLOGIA E EXEMPLOS DA COMPARAÇÃO

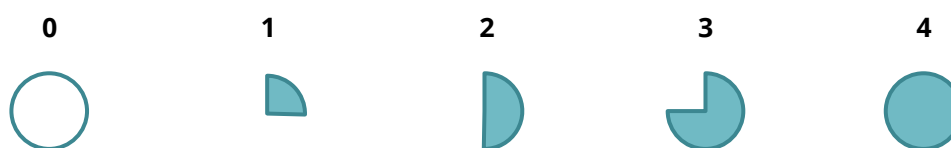
Com base na análise da literatura e experiências internacionais, foram selecionados os seguintes quesitos como base da comparação entre os paradigmas:

- Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica
- Extração da informação descentralizada
- Representação de correlações informacionais
- Robustez a poder de mercado
- Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas
- Minimização do impacto da transição
- Extração a aversão a risco do mercado
- Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes
- Segurança de suprimento ante erros do operador
- Robustez a lobbies e grupos de interesse
- Clareza dos critérios operativos

Vale destacar que estes quesitos são todos elementos desejáveis de um desenho de mercado elétrico, que podem estar sujeitos a *tradeoffs* (sendo facilitados ou dificultados) em função da adoção de determinado paradigma de formação de preços. Neste primeiro momento da análise, não é feito nenhum tipo de consideração a respeito da importância relativa de cada um dos quesitos na seleção das alternativas: visto que cada paradigma de formação de preço possui vantagens em alguns quesitos e desvantagens em outros, a depender dos quesitos que sejam considerados mais importantes, um ou outro paradigma será o mais adequado. Consequentemente, torna-se importante analisar de perto como a realidade brasileira pode influenciar a importância relativa de diferentes quesitos, levando em conta as opiniões de especialistas: este tema será objeto do Capítulo 5.

Em cada subseção/quesito deste capítulo, daremos uma nota de 0 a 4 para cada paradigma, utilizando uma escala gráfica conhecida na literatura como “*Harvey balls*” [58]:

Figura 5: Notas/Harvey Balls utilizadas para a análise comparativa



Para exemplificar a aplicação da metodologia: a seção 4.2.4 analisa o quesito “robustez a poder de mercado” e atribui as seguintes notas para cada um dos quatro paradigmas de desenho analisados, por motivos explicados na seção:

Tabela 9: Exemplo de notas atribuídas aos paradigmas de desenho - “robustez a poder de mercado”

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas

Isso significa que o paradigma puramente baseado em custos é o mais robusto a poder de mercado (maior nota, quatro), seguido do baseado em custos com adaptações (nota três) e do baseado em ofertas com adaptações (nota dois), nessa ordem. O paradigma puramente baseado em ofertas é o menos robusto (ou seja, o mais frágil), recebendo a menor nota (zero).

Para ilustrar como pode haver interdependência entre os quesitos e a importância de se aplicar uma análise de pesos e prioridades para os diferentes quesitos (o que será objeto do Capítulo 5), a Tabela 10 abaixo sintetiza os principais fatores que podem levar a um aumento ou redução da segurança de suprimento em cada paradigma, que na prática são discutidos em mais detalhe nas seções 4.2.8 e 4.2.9 (referenciadas na tabela). Destaca-se em particular a separação entre os efeitos induzidos pelas limitações do planejamento centralizado (seção 4.2.9) dos efeitos induzidos pelo comportamento estratégico dos agentes (seção 4.2.8), e neste último quesito a dicotomia entre o efeito de remoção estratégica de capacidade do sistema (negativo para segurança de suprimento, e presente mesmo nos mecanismos baseados em custos) e o efeito de aumento do custo futuro da água (positivo).

Tabela 10: Fatores que podem aumentar ou reduzir a segurança de suprimento, em cada paradigma

	Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
Fatores que aumentam a segurança de suprimento	-Poder do operador para tomar medidas preventivas (4.2.8)	-Poder do operador (4.2.8) -Aderência da informação descentralizada (maior flexibilidade térmica) (4.2.9)	-Aderência da informação descentralizada (4.2.9) -Poder de mercado: aumento do custo da água (4.2.8)	-Aderência da informação descentralizada (4.2.9) -Poder de mercado: aumento do custo da água (4.2.8)
Fatores que reduzem a segurança	-Sujeição a erros e omissões do operador (4.2.9)	-Sujeição a erros e omissões do operador (4.2.9)	-Aversão a risco hidrológico pode ser menor que a	-Aversão a risco hidrológico pode ser menor que a do

de suprimento	-Poder de mercado: remoção de capacidade (4.2.8)	-Poder de mercado: remoção de capacidade (4.2.8)	do operador (4.2.9) -Falhas de implementação e pouca credibilidade (4.2.8) -Poder de mercado: remoção de capacidade (4.2.8)	operador (4.2.8) -Falhas de implementação e pouca credibilidade (4.2.8) -Poder de mercado: remoção de capacidade (4.2.8)
----------------------	--	--	---	--

A intensidade de cada fator é diferente dependendo do paradigma, como analisado nas seções em questão – e uma análise integral de potenciais riscos à segurança de suprimento deve levar em conta estas considerações ao determinar se fatores positivos ou negativos dominarão. Por exemplo:

- Aderência da informação descentralizada: os limites impostos às ofertas no paradigma baseado em ofertas com adaptações podem impedir que os agentes declarem alguma informação (maior capacidade ou flexibilidade, por exemplo) que poderia aliviar restrições de suprimento. De modo que o impacto deste fator é menor nesse paradigma do que no baseado em ofertas puro (mas ainda pode ser significativo). No paradigma baseado em custos adaptado, a intensidade é ainda menor, já que somente térmicas podem submeter ofertas, com limites. Não há, por exemplo, a possibilidade de melhor de previsão de vazões ou de melhor gestão da demanda. Mas há a possibilidade de maior flexibilidade térmica.
- Poder de mercado: também impacta mais o paradigma puramente baseado em ofertas e menos o baseado em custos com adaptações, por motivos análogos à aderência da informação descentralizada. Além disso, o efeito de aumento de custo da água não ocorre no paradigma baseado em custos adaptado (já que a gestão hidrológica está nas mãos do operador) e tende a ser menor no paradigma baseado em ofertas adaptado que no puro, não só pelos limites às ofertas, mas também pela existência de um mercado de créditos de reservatórios virtuais aberto a mais participantes (como discutido na seção 4.2.8).

4.2. ANÁLISE DOS PARADIGMAS QUESITO A QUESITO

Esta seção apresenta e analisa cada quesito, e avalia como cada um dos quatro paradigmas de desenho pontua no quesito em questão, levando em conta as interações aplicáveis.

4.2.1. ADAPTABILIDADE FACE A UMA REALIDADE DINÂMICA

Este quesito está relacionado à capacidade dos paradigmas de responder rapidamente a mudanças nas condições de mercado, tais como choques de preços de combustíveis, alterações bruscas de demanda ou eventos climáticos inesperados (que afetem, por exemplo, o regime hidrológico e/ou de ventos). Por exemplo, a pandemia da COVID-19, cujos efeitos foram sentidos no Setor Elétrico Brasileiro ao longo do ano de 2020, provocou uma significativa e abrupta alteração na conjuntura do sistema, muito por conta da forte redução na atividade econômica do país. Em circunstâncias desta natureza, é de grande importância que existam mecanismos capazes de garantir, com a devida agilidade, a incorporação das adaptações necessárias para uma representação adequada das novas condições encaradas pelo sistema.

O paradigma puramente baseado em ofertas se destaca positivamente neste quesito, devido à frequência e flexibilidade de declaração de custos e quantidades pelos participantes de mercado. Choques no mercado se refletem nas ofertas (e conseqüentemente no despacho) assim que são





percebidos pelos agentes. Do mesmo modo, uma manutenção, reparo ou obra que altere a disponibilidade ou eficiência de uma unidade geradora altera os preços e quantidades ofertados assim que esteja finalizada¹⁵. Outra vantagem deste paradigma é que, por tratar-se de um modelo agnóstico à tecnologia, inovações técnicas podem ser mais rapidamente integradas ao sistema elétrico.

Por outro lado, em um paradigma puramente baseado em custos, qualquer alteração dos parâmetros das usinas no modelo de despacho necessita de auditoria, cujo tempo depende das regras de validação e da eficiência das instituições competentes. Mudanças estruturais do modelo de despacho, como no caso de incorporação ou remoção de funcionalidades, ou alteração de parâmetros de aversão a risco, também precisam ser discutidas e testadas antes da aprovação¹⁶.

A adaptabilidade do paradigma baseado em custos com adaptações (e também do baseado em ofertas com adaptações) depende da flexibilidade e esporadicidade com que os agentes podem declarar parâmetros e/ou custos. Quanto mais flexíveis e frequentes forem as declarações, maior a adaptabilidade. Neste sentido, o paradigma por ofertas com adaptações permite declarações diárias de mais agentes (por exemplo, renováveis e consumidores) e demais parâmetros do que o “por custos com adaptações”.

As notas dadas a cada paradigma são mostradas abaixo. Uma bola cheia representa nota quatro (maior adaptabilidade possível) e a bola vazia, nota zero (menor adaptabilidade possível). Pelo que foi explicado, as notas são crescentes partindo do paradigma “baseado em custos puro” ao “baseado em ofertas puro”, já que a flexibilidade e frequência de declarações aumenta. O paradigma “baseado em custos puro” não recebe nota zero, já que, dependendo dos procedimentos burocráticos, ainda é possível ao operador ter razoável adaptabilidade.

Tabela 11: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de adaptabilidade face a uma realidade dinâmica

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

Vale ressaltar que há uma relação entre este tema e as seções 6.3.1 e 6.3.2, que tratam de liquidações múltiplas. Como será visto, a introdução de mercados vinculantes cria incentivos para que os agentes informem atualizações de suas condições operativas o quanto antes ao operador, o que pode aumentar ainda mais o dinamismo da operação.

4.2.2. EXTRAÇÃO DA INFORMAÇÃO DESCENTRALIZADA

Este quesito analisa o quanto o despacho consegue incorporar o conhecimento disseminado entre os agentes. Vamos supor nesta análise que, nos paradigmas em que os agentes podem declarar informações ao operador (todos, exceto o “por custos puro”), eles têm incentivos a declarar a informação

¹⁵ Evidentemente, os agentes têm o pleito de serem blindados deste tipo de incerteza – exigindo que as instituições informem mudanças com antecedência. Mas ao deixar a realidade se impor e minimizar a influência do operador, o mercado por ofertas busca dar aos agentes uma perspectiva mais realista das incertezas que devem ser capazes de absorver.

¹⁶ Em um paradigma baseado em ofertas, essas mudanças também devem ser discutidas e testadas. Entretanto, mesmo que uma funcionalidade não exista no modelo, seu efeito pode ser incorporado nas ofertas.

mais correta possível – para isolar o efeito de falhas de mercado, que serão avaliadas separadamente nas seções seguintes (principalmente 4.2.4 e 4.2.5).

No paradigma puramente baseado em custos, o operador otimiza o despacho usando dados auditados das centrais e projeções próprias de vazão, de renováveis e de demanda (além de seus próprios critérios de risco, tema que será tratado separadamente na seção 4.2.7). Essas projeções refletem uma única visão de futuro: a do operador. As variáveis consideradas nos modelos oficiais também são aquelas que o operador julga mais importantes. Este paradigma tem ao menos três limitações para incorporar informação descentralizada:

1. **Limitações de modelagem:** variáveis que não estejam no modelo do operador não afetarão o despacho, mesmo que um ou mais agentes acreditem que elas sejam relevantes. Isso também vale para variáveis que sejam consideradas determinísticas no modelo, ainda que os agentes considerassem importante representar alguma estocasticidade.
2. **Limitações de auditoria:** dados dos agentes que não sejam auditados também não afetarão o despacho. Informações importantes podem não ser auditadas por uma série de razões, como: simplificações e hipóteses subjacentes do processo de auditoria; falta de conhecimento do operador sobre a intimidade do agente (informação assimétrica); dificuldade de se auditar certas informações (por exemplo, a propensão de consumidores a aceitar reduções de demanda).
3. **Decisões monocráticas do operador:** certos parâmetros dos modelos de despacho são decididos unilateralmente pelo operador, segundo critérios próprios e sua visão de futuro – e certamente haverá ao menos um agente que discorde deles. É o caso das projeções de demanda, vazões hidrológicas, datas de entrada de novas centrais, entre outros.

Nos outros três paradigmas, os agentes conseguem fazer ofertas ao operador, com mais liberdade no paradigma baseado em ofertas puro e menos no paradigma baseado em custos adaptado. Quanto maior a liberdade, mais essas ofertas conseguem incorporar informações às quais o operador não teria acesso de outra forma, seja por limitações de modelagem ou do processo de auditoria, e diferentes visões de futuro dos agentes.

Para dar exemplos concretos, nos paradigmas por ofertas (puro e adaptado), agentes renováveis, hidrelétricos e consumidores conseguem prover projeções de geração, de custo futuro da água e de demanda, respectivamente, utilizando modelos, dados e premissas próprios, que melhor se adequem à sua realidade. Um proprietário de uma central eólica (ou solar) pode encontrar uma variável estatisticamente relevante para explicar a velocidade do vento (ou irradiação) naquele local, não mapeada pelos modelos oficiais do operador, e usá-la para fazer suas ofertas. Ou ainda empregar modelos inovadores que se mostrem mais precisos que métodos estatísticos tradicionais. Proprietários de hidrelétricas podem incorporar sua própria visão acerca do impacto de mudanças climáticas nas vazões futuras e adaptá-la conforme novas pesquisas científicas sejam publicadas. Consumidores (ou seus representantes) podem declarar em suas ofertas o preço ao qual estão dispostos a reduzir seu consumo (um dado que seria difícil o operador obter de outro jeito que não ofertas).

Em [34], há outro exemplo de como ofertas permitem superar limitações de auditoria e modelagem, mesmo em sistemas puramente termelétricos. No Chile, algumas centrais a gás natural com contratos de *take-or-pay* (em que o gerador paga o preço acordado para o fornecedor de gás, mesmo que não consuma a quantidade contratada) são representadas no modelo oficial de despacho do operador com custos de combustível nulo, já que a aquisição de gás é um custo fixo neste caso. Mas isso não reconhece a possibilidade de o operador revender o gás (caso não utilize para operação) no mercado secundário. Dito de outro modo, se o Chile permitisse ofertas, um agente termelétrico com contrato *take-or-pay* de

gás declararia como custo o preço do gás no mercado secundário, já que só é rentável gerar se o preço da eletricidade for maior que isso (caso contrário, a melhor opção é revender o gás).

Em resumo, ofertas permitem que o despacho seja mais aderente a custos, restrições e percepções de mercado que o operador não teria acesso em um paradigma baseado em custos puro. Mais que isso, os agentes são estimulados a incorporar tais informações em suas ofertas e aperfeiçoá-las continuamente, pois isso impactará sua competitividade e lucro. Há um incentivo para agentes obterem melhores dados e ferramentas preditivas e incorporarem metodologias na fronteira científica mais rapidamente do que seria possível para o operador no paradigma baseado em custos puro.





A conclusão do último parágrafo é válida para os três paradigmas que permitem ofertas (baseado em ofertas puro, baseado em ofertas adaptado e baseado em custos adaptado), ainda que em graus distintos, que dependem da flexibilidade das ofertas:

- O paradigma baseado em ofertas puro é o que tem maior flexibilidade e que, portanto, melhor reflete o conhecimento coletivo. Recebe, assim, a maior nota (quatro).
- O paradigma baseado em ofertas adaptado recebe uma nota pouco abaixo (três), já que os limites impostos às ofertas e limitações do modelo do operador (dado que somente térmicas têm acesso a certas restrições no modelo) impedem que os agentes declarem certas informações – por exemplo, um gerador que poderia gerar uma quantidade adicional de energia a um preço acima do teto não pode realizar essa oferta.
- No paradigma baseado em custos adaptado como somente térmicas podem fazer ofertas, não haveria o ganho de incorporar previsões descentralizadas de renováveis, demanda ou vazões hidrológicas. Ainda assim, como exemplificado pelo caso das centrais a gás natural no Chile, é possível que as ofertas térmicas reflitam restrições, oportunidades e custos mais aderentes à realidade dessas centrais. Assim, o paradigma recebe nota dois.
- O paradigma baseado em custos puro recebe a menor nota possível (zero), pela falta de qualquer mecanismo de incorporação do conhecimento coletivo no despacho, como já explicado. As contribuições dos agentes em consultas públicas e afins poderia ser considerada uma pequena componente de “extração da informação descentralizada”, mas esta rota ainda estaria disponível nos outros modelos, e não haveria um elemento dinâmico (vide seção 4.2.1) ou estruturado nesta obtenção de informações.

Ainda, destaca-se que a extração da informação descentralizada inclui não apenas questões referentes às preferências individuais dos geradores despacháveis, mas está também associada a dados sobre recursos inseridos na rede de baixa tensão, como pequenos geradores autodespacháveis e geração distribuída. Neste sentido, as conclusões são semelhantes às já apresentadas, posto que um paradigma de formação de preço por ofertas possui maior facilidade de obtenção e incorporação destas informações no procedimento de despacho. Entretanto, embora este seja um ponto forte do mecanismo por ofertas, é importante notar que mesmo dentro do mecanismo por custos é possível implementar aprimoramentos que levem a um tratamento melhor do que o observado no Brasil hoje – vide seção 5.1.3.

As notas são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): a máxima aptidão possível a incorporar o conhecimento coletivo para a operação do sistema. A bola vazia representa nota mínima (zero): o caso oposto, com o menor uso possível da informação descentralizada na operação.

Tabela 12: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de extração da informação descentralizada

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.3. REPRESENTAÇÃO DE CORRELAÇÕES INFORMACIONAIS

Este quesito aborda a capacidade dos diferentes paradigmas de formação de preço e despacho de refletir as correlações entre diferentes ativos de geração e consumo no sistema elétrico. Nos referimos ao fato de que pode haver correlações espaciais e temporais (positivas ou negativas) entre a irradiação solar em uma central fotovoltaica, a velocidade dos ventos em uma eólica, o volume de precipitação em um reservatório e a demanda elétrica de um consumidor. Por exemplo, em um local e dia ensolarado, o aumento da geração solar acompanha um aumento no uso de aparelhos de ar-condicionado, o que eleva a demanda por eletricidade. Em certas áreas, pode haver ventos fortes durante períodos de baixa irradiação solar, de modo que usinas eólicas e solares teriam produções complementares. Previsões de renováveis, vazões e demanda mais robustas, que incorporem tais correlações, podem ter implicações significativas na operação e eficiência do sistema elétrico.

A existência dessas correlações sugere que há uma vantagem em centralizar as previsões nas mãos do operador, ao invés de colocá-las sob responsabilidade dos agentes: se o operador controla a coleta e análise de dados, ele pode mais facilmente identificar correlações e coordenar a operação do sistema considerando as sinergias existentes. Isso é feito através de modelos de previsão e otimização capazes de considerar simultaneamente variáveis interdependentes. Ou seja, tendo uma visão holística do sistema, o operador pode acabar representando as correlações de maneira mais eficaz.

Assim, os paradigmas baseados em custos, seja puro ou adaptado, apresentam uma vantagem neste quesito, já que é o operador quem faz as previsões de renováveis, de vazões e de demanda, para todo o sistema. Essa característica garante que as correlações relevantes entre diferentes ativos sejam consideradas na operação do sistema¹⁷, a depender da tecnologia computacional que o operador possui à sua disposição.

Nos paradigmas por ofertas, os agentes são os responsáveis pelas próprias previsões. A ausência de um mecanismo centralizado de otimização que integre explicitamente as correlações informacionais pode resultar em uma representação menos precisa e eficiente das mesmas no planejamento do despacho. Contudo, isso não necessariamente irá ocorrer: é perfeitamente possível que os agentes, por meio de observações próprias ou acordos entre si, incorporem essas correlações em suas previsões. Inclusive, se a correlação entre dois (ou mais) ativos for significativa, ela impactará a receita de seus proprietários, havendo incentivos financeiros para que eles compartilhem informações ou construam estratégias

¹⁷ Isso é um contraponto à discussão levantada no quesito de “extração da informação descentralizada” (seção 4.2.2). Naquela seção, vimos que *descentralizar* as previsões, como ocorre em paradigmas “por ofertas”, permite a incorporação de novas informações e técnicas pelos agentes. Nesta seção, argumentamos que são possíveis ganhos com a *centralização* das previsões, típica de paradigmas “por custos”.





conjuntas de ofertas.

O paradigma baseado em ofertas adaptado, ao introduzir reservatórios virtuais, proporciona um ambiente em que é relevante para os agentes considerarem correlações entre as vazões de diferentes reservatórios físicos associados a um mesmo reservatório virtual. Isso porque o valor dos créditos de um reservatório virtual depende da vazão total que chega aos reservatórios físicos associados – a vazão agregada é mais importante que a vazão individual de cada reservatório.

A possibilidade de compra e venda de créditos de reservatório virtual por proprietários de usinas renováveis e consumidores apresenta uma vantagem distinta. Por exemplo, se um proprietário de uma usina solar identifica uma correlação entre a sua geração e as vazões do sistema, comprar e vender créditos de reservatório virtual se torna um instrumento financeiro interessante para mitigar seus riscos. Isso não só maximiza seus lucros, mas também contribui para a eficiência do despacho. Ou seja, correlações entre vazões e geração renovável (e entre vazões e consumo) podem ser incorporadas ao despacho via ofertas de compra e venda de créditos por agentes renováveis (e consumidores).

As notas de cada paradigma são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro), conferida aos paradigmas por custos (puro ou adaptado), em que as previsões centralizadas pelo operador possibilitam a incorporação sistemática de correlações informacionais, garantindo que a operação reflita as correlações entre as diferentes fontes de geração e a demanda. Nos paradigmas baseados em ofertas (puro ou adaptado), a capacidade de refletir as correlações informacionais depende em grande medida da habilidade e dos incentivos dos agentes em incorporá-las em suas ofertas. No “por ofertas adaptado”, estes incentivos são maiores no tocante a correlações entre hidrelétricas distintas – pois o que interessa para as ofertas é o estado agregado de todos os reservatórios vinculados a um reservatório virtual – e entre hidrelétricas e outros ativos do sistema – pela possibilidade de compra e venda de créditos por qualquer agente. Assim, esse paradigma recebe nota maior (dois) que o por ofertas puro (um). Não é dada nota zero, pois é possível que os agentes por si incorporem as correlações.

Tabela 13: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de representação de correlações informacionais

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

Um mecanismo que permite mitigar esta ineficiência dos paradigmas baseados em ofertas é o operador realizar previsões próprias de geração renovável, consumo e vazões, considerando eventuais correlações informacionais, e colocá-las à disposição do mercado – ele pode disponibilizar inclusive as próprias ferramentas computacionais de previsão e otimização. Isso garante que todos os agentes tenham acesso às informações de correlação que o operador possui.

4.2.4. ROBUSTEZ A PODER DE MERCADO

Poder de mercado é a capacidade que um gerador tem de aumentar o preço *spot* da energia acima do nível competitivo, com o objetivo de ampliar seus lucros, ou que um consumidor tem de diminuir o preço, para reduzir seus custos. É uma das denominadas falhas de mercado, que são circunstâncias que fazem a alocação de recursos resultante do paradigma puramente baseado em ofertas não ser o ótimo social.

É mais difícil para um agente exercer poder de mercado em um paradigma puramente baseado em custos: como as informações usadas pelo operador no modelo de despacho advém de auditorias, o

agente não consegue declarar custos maiores e/ou quantidades menores para aumentar o preço da energia, como é possível em um paradigma puramente baseado em ofertas. Entretanto, observa-se que:

- Mesmo em um paradigma puramente baseado em custos, existem outras formas mais “sutis” pelas quais os agentes podem exercer poder de mercado: por exemplo, [34] argumenta que, se o mercado não for perfeitamente competitivo, geradores acabam tomando decisões de investimento em nova capacidade ineficientes, de modo a aumentar suas receitas. Dito de outro modo, a regulação de preços no mercado de curto prazo acaba ampliando as possibilidades de poder de mercado nas decisões de longo prazo. Outro exemplo: se o modelo de despacho possui restrições de disponibilidade de combustível para térmicas (e a quantidade de combustível disponível é auditada), uma forma pela qual essas usinas podem aumentar preços é contratar pouco combustível.
- Embora um paradigma puramente baseado em ofertas permita a um participante de mercado “mentir” acerca de seus custos, disponibilidades e outros parâmetros técnicos, ele não necessariamente o fará. Pelo contrário, se houver muita concorrência, o agente não obtém nenhum ganho financeiro ao declarar valores diferentes dos reais: oferecer um preço mais elevado que o seu custo, por exemplo, só aumentaria a probabilidade de sua oferta ser rejeitada – a favor de outra oferta mais barata.
- Outra consideração importante é que, caso os agentes tenham algum poder de mercado de fato e estejam dispostos a exercê-lo, este efeito pode manifestar-se mesmo no caso dos paradigmas baseados em custos, como explorado por [35]. A intuição para isto é que, mesmo que o agente não possa alterar o seu preço ofertado, ele ainda pode emular uma oferta estratégica em termos de *quantidade ofertada* por meio das suas declarações de disponibilidade. Como o operador não tem visibilidade total sobre a usina, em geral ele precisa confiar nestas declarações do agente, que pode assim influenciar os preços *spot*.

Esses pontos demonstram que a existência de poder de mercado depende de outros fatores para além do paradigma adotado: competitividade (especialmente em situações de escassez, como estações secas e no horário de pico), barreiras à entrada de novos participantes, regras de contratação de novos empreendimentos no setor elétrico, quantidade de contratos de longo prazo¹⁸, nível de congestões da rede¹⁹, entre outros.

Feitas essas ressalvas, o paradigma baseado em custos *puro* segue sendo a rota em que oportunidades para exercício de poder de mercado são mais limitadas (ainda que elas não tenham sido inteiramente eliminadas) e por isso recebe nota máxima (quatro) neste quesito. O paradigma baseado em custos *adaptado*, por ter alguma flexibilidade de declarações de custos e parâmetros, já permite maior exercício de poder de mercado, embora ainda limitado em relação aos paradigmas por ofertas adaptado e puro²⁰. Assim, recebe nota três. É importante ressaltar, entretanto, que qualquer parâmetro que possa ser declarado pelos agentes gera uma oportunidade de comportamentos estratégicos. Por exemplo, se for

¹⁸ Estudos indicam uma relação inversa entre o nível de obrigações contratuais de um gerador e incentivos para o exercício de poder de mercado no curto prazo [94], [104], [105], [106].

¹⁹ Congestões acabam formando clusters de nós isolados entre si, o que reduz a competição, já que agentes em um cluster não competem diretamente com os de outro cluster.





²⁰ Como já explicado, poderíamos ter definido um paradigma por custos adaptado de outras formas. Por exemplo, um mecanismo que permita declarações de disponibilidade e de restrições técnicas, mas não de custos térmicos – tal como ocorre hoje no Brasil. Mesmo esse tipo de declaração já abre espaço para manipulações de preço.

permitido declarar restrições de *unit commitment*, com poucas validações, agentes podem declarar-se mais inflexíveis que a realidade, o que aumentará o preço *spot*.

O paradigma baseado em ofertas puro, se implementado no Brasil, provavelmente faria grandes geradores manipularem preços em momentos de maior escassez do sistema (eventos de secas, congestões de linhas ou horários de ponta) – recebendo a menor nota (zero). Isso pode ser evitado, em algum grau, com os mecanismos de mitigação presentes no paradigma baseado em ofertas adaptado, como limites às ofertas e uma entidade monitora do mercado. Estes mecanismos podem ser bastante efetivos para reduzir o exercício de poder de mercado, a depender da eficiência de seu desenho, motivo pelo qual este paradigma recebe nota dois.

As notas são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): o paradigma com maior robustez à poder de mercado. A bola vazia representa nota mínima (zero): o paradigma mais frágil à poder de mercado. Vale destacar ainda que uma análise mais detalhada de potenciais mecanismos de mitigação de poder de mercado aplicáveis será objeto do relatório e.7.r.

Tabela 14: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de robustez a poder de mercado

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.5. ROBUSTEZ A EXTERNALIDADES EM CASCATAS HIDRELÉTRICAS

A operação de hidrelétricas em cascata é uma grande diferença entre os paradigmas baseado em custos (puro) e em ofertas (puro). No primeiro, o operador otimiza conjuntamente a operação de todas as hidrelétricas e reservatórios da cascata. O cálculo do custo futuro da água de um reservatório a montante reflete a sua operação ótima futura, que leva em conta o seu efeito sobre o despacho das usinas a jusante. No segundo, cada agente hidrelétrico declara sua própria curva de custo futuro, que reflete sua expectativa de lucro caso aumente seu armazenamento. A princípio, ao calcular sua curva de custo futuro, um agente com um reservatório a montante não faria qualquer consideração sobre o efeito de suas decisões sobre o despacho das usinas a jusante, dado que elas não afetam seu lucro.

Dito de outro modo, o turbinamento de um agente a montante traz um benefício duplo para o sistema: além da geração da própria usina (percebida diretamente pelo agente proprietário da hidrelétrica), a água turbinada também é usada para gerar a jusante. No paradigma baseado em custos (puro), esse duplo benefício é calculado pelo operador, ao realizar uma otimização conjunta de todas as usinas, garantindo a operação ótima das cascatas (desde que os parâmetros das usinas e reservatórios estejam adequados). No paradigma baseado em ofertas (puro), a responsabilidade de cálculo é do agente a montante e este não considerará o duplo benefício, a não ser que o despacho a jusante afete de alguma forma seus lucros.

Essa última oração é importante. Se as hidrelétricas de uma mesma cascata têm todas um mesmo dono, por exemplo, então o despacho a jusante afeta seu lucro e ele levará o duplo benefício em conta ao submeter sua oferta. Mesmo que não haja um único dono, os vários proprietários podem entrar em acordo entre si para coordenar as ofertas submetidas por cada um, de modo a aumentar a eficiência da operação da cascata e, conseqüentemente, as receitas obtidas, e reparti-las entre si. Um exemplo de um acordo de repartição deste tipo é a introdução de um “mercado atacadista de água”, conforme idealizado

em [19]: entretanto, há diversos tipos de acordo que seriam possíveis: como explorado em [20], há diferenças sutis entre esses acordos que podem levar a pequenas diferenças nas escolhas operativas feitas na prática, embora as características centrais dos acordos de repartição de lucro permaneçam inalteradas, fazendo um agente a montante incorporar o duplo benefício às suas ofertas.

Um importante teorema da teoria econômica, conhecido como Teorema de Coase [23], diz que é esperado que tais acordos se materializem de forma *voluntária*, desde que os custos de transação (custos incorridos na negociação e formalização de contratos) não superem os ganhos econômicos. Ou seja, se os custos de transação não forem altos, os agentes de uma mesma cascata negociarão entre si, repartirão lucros e atingirão uma operação eficiente em um paradigma baseado em ofertas (puro).

Levando em consideração que no Brasil há cascatas complexas com dezenas de proprietários (como explorado na seção 5.1), a hipótese de baixos custos de transação é questionável. Por este motivo, o paradigma baseado em ofertas puro recebe a menor nota neste quesito: sua implementação no Brasil provavelmente levaria a um valor da água nos reservatórios a montante subestimado – por não incorporar o benefício da água para o despacho a jusante.

No paradigma baseado em ofertas com adaptações, considera-se que há na regulação um mecanismo específico para coordenar e garantir uma operação eficiente das cascatas. Existem alguns mecanismos possíveis, como sociedades de propósito comum, o mercado atacadista de água e o mecanismo de reservatórios virtuais (vide Anexo IV). Escolhemos o último, mas a conclusão (e nota deste paradigma) seria a mesma caso optássemos por outro mecanismo. O que garante a eficiência desse mecanismo é que todos os agentes podem comprar e vender créditos de reservatório virtual, independentemente de serem proprietários de reservatório (físico). Ou seja, usinas a jusante “têm voz” com relação ao valor da água armazenada nas usinas a montante.

As notas de cada paradigma são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): a maior eficiência na operação de cascatas. Quanto mais vazia a bola, mais frágil às externalidades de cascatas hidrelétricas é o paradigma. A nota do paradigma baseado em custos com adaptações é a mesma que a do baseado em custos puro, já que o tratamento de hidrelétricas em termos de coordenação das cascatas nos dois é o mesmo (otimização centralizada pelo operador, sem possibilidade de ofertas pelos agentes hidrelétricos, o que garante maior eficiência da coordenação em cascatas). O paradigma baseado em ofertas adaptado recebe nota três, já que os reservatórios virtuais resolvem o problema de externalidades. O paradigma baseado em ofertas puro recebe nota um – só não recebe nota zero pois é possível que negociações voluntárias entre proprietários de hidrelétricas minimizem as externalidades, ao menos em cascatas pequenas.

Tabela 15: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
-----------------------------	----------------------------------	-----------------------------------	------------------------------



4.2.6. MINIMIZAÇÃO DOS CUSTOS E IMPACTOS DA TRANSIÇÃO

Este quesito diz respeito aos custos, complexidade e riscos de uma eventual transição do modelo brasileiro atual para um paradigma por ofertas (puro ou adaptado). Considera-se também a quantidade de trabalho necessária para a implementação, já que este tempo poderia ser gasto em outras atividades

benéficas para a sociedade. Este é um quesito importante já que a migração para um paradigma por ofertas (puro ou adaptado) não vale a pena se seu custo for maior que os eventuais benefícios.

Migrar para um paradigma por ofertas (puro ou adaptado) exige esforços e custos tanto das entidades operadoras e reguladoras como das empresas atuantes no mercado. No caso da primeira parte, entre as principais adaptações necessárias (algumas das quais são explorados em maior detalhe em futuras etapas do presente projeto), cabe destacar:

- redigir e alterar normas, regulamentos e processos internos;
- preparação e capacitação para modificações nas atividades rotineiras do operador do mercado e do operador do sistema²¹;
- fazer consultas públicas e discutir com o governo e a sociedade;
- construir uma plataforma na qual os agentes possam submeter ofertas;
- fazer eventuais adaptações que sejam necessárias no DESSEM para que este use as informações das ofertas, ao invés dos custos e parâmetros auditados;
- capacitar e familiarizar os agentes com o novo funcionamento do mercado, a partir de um período de operação sombra, em que o paradigma por ofertas seja implementado de forma paralela ao oficial, mas sem vincular preços ou o despacho – tal como foi feito quando da adoção do preço horário no Brasil;
- implementar instrumentos de monitoramento de mercado;
- realizar acordos com participantes de mercado para adequar direitos adquiridos no passado às novas regras de mercado (tema bastante discutido em [44]).

Da parte das empresas, estas precisariam desenvolver novas capacidades para elaborar ofertas competitivas. Isso envolve buscar informações, elaborar projeções, contratar instrumentos de gestão de risco, o que pode implicar na criação de novos cargos, contratação de pessoal e consultorias, aquisição de novas ferramentas e capacitação técnica.

Mas migrar para um paradigma por ofertas (puro ou adaptado) está longe de significar “jogar tudo que existe hoje fora”. Boa parte das empresas já possui equipes e processos para projeção de mercado – e para prever a atuação do operador – e para gestão de risco. Esses esforços só adquiririam um novo propósito (o de elaborar as estratégias de ofertas) e importância. Do lado do operador, os modelos atuais (DESSEM, DECOMP, NEWAVE e modelos de previsão de renováveis e demanda) também não deixariam de ser usados: o DESSEM, com eventuais adaptações, seguiria formando o despacho do dia seguinte; os demais modelos seriam usados para estudos de planejamento, para monitoramento de mercado e para elaborar projeções de renováveis, de demanda e de custo da água que serviriam de referência para os ofertantes do mercado. Isto é, o operador pode diariamente publicar suas projeções para o dia seguinte, informação que seria usada pelos ofertantes como *benchmark* de suas próprias previsões.





As notas de cada paradigma são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro); o menor impacto de transição possível. A bola vazia representaria a nota mínima (zero). Como explicado, o mercado elétrico brasileiro atual está entre o paradigma por custos puro e o adaptado, de modo que

²¹ Nota-se que a atividade de operação (do mercado ou do sistema) mantém um papel crucial independentemente do paradigma (“por custos” ou “por ofertas”) selecionado, e boa parte das suas áreas de atuação permanecem inalteradas. Entregáveis futuros explorarão melhor necessidades de mudança e potenciais gargalos.

estes dois paradigmas são o de menor complexidade de implementação e recebem a maior nota possível (quatro).

É difícil dizer qual dos dois paradigmas baseados em ofertas (o puro ou o adaptado) trariam maior custo e impacto – motivo pelo qual recebem a mesma nota (um). Por um lado, o paradigma por ofertas adaptado traz maiores desafios de implementação: do ponto de vista do operador (e do regulador), não é trivial desenhar mecanismos de monitoramento de mercado, e reservatórios virtuais podem exigir maiores ajustes no DESSEM; do ponto de vista dos ofertantes, familiarizar-se com o funcionamento de reservatórios virtuais (e criar estratégias eficientes de ofertas) pode levar algum tempo, dada a sua complexidade e ineditismo. O paradigma por ofertas puro é bem mais simples de ser compreendido e implementado. Por outro lado, o paradigma adaptado pode ser mais bem recebido pela sociedade e gerar menos resistências, dado que: (i) o monitor de mercado pode reduzir o receio acerca de comportamentos abusivos dos ofertantes; e (ii) o mecanismo de reservatórios virtuais é compatível com o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), necessitando de menos ajustes [44].

Tabela 16: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de minimização dos custos e impactos da transição

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.7. EXTRAÇÃO DA AVERSÃO A RISCO DO MERCADO

Este quesito diz respeito a quão próximo os critérios de risco pelos quais o despacho é decidido estão do ótimo social considerando as preferências dos próprios agentes. Em mercados com forte presença hidrelétrica, como o brasileiro, armazenar água é a medida mais efetiva para se prevenir que cenários futuros extremos levem a déficits ou forte elevação do preço da eletricidade. Mas existe um *trade-off* entre prevenção a cenários extremos vs. minimização de custos, já que aumentar o armazenamento significa aumentar também o despacho térmico hoje e, conseqüentemente, o custo para o consumidor. Este quesito trata de como calibrar esse *trade-off*.

No paradigma baseado em custos (puro ou adaptado), a escolha dos critérios de risco adotados é feita de forma centralizada. Quanto maior a aversão a risco definida, mais água será armazenada nos reservatórios. Por exemplo, no Brasil, a CCEE e o ONS utilizam o CVaR como um elemento da função objetivo do modelo computacional de despacho, além de curvas referenciais de armazenamento [59].

A aversão a risco do operador dificilmente será idêntica à aversão dos participantes do setor elétrico no paradigma baseado em custos, já que não é trivial descobrir qual seria essa aversão (e nem ajustá-la dinamicamente conforme mudam as percepções de risco dos agentes). Se a aversão do operador for maior que a da sociedade, mais água será armazenada e o despacho será mais custoso que o ótimo social; se for menor, o armazenamento diminuirá abaixo do ótimo social e o sistema ficará mais frágil a cenários extremos.

No paradigma baseado em ofertas puro, os agentes informam via ofertas o quão dispostos estão a assumir riscos. Proprietários hidrelétricos, para se prevenir de um cenário extremo em que fiquem com pouca água para gerar podem:

1. Aumentar o preço ofertado ao operador. Neste caso, o despacho usa menos água e fica mais custoso, mas o quanto os custos aumentam está diretamente relacionado à aversão a risco dos

- proprietários hidrelétricos, não do operador; ou
2. Assinar um contrato que transfira tal risco para outro agente. Por exemplo, contratar um seguro que lhe remunere caso o cenário extremo ocorra, em troca de um prêmio. Esse contrato só será viável se houver outro agente disposto a assumir esse risco (ou seja, menos avesso a risco que o proprietário). Como o proprietário está mais protegido do cenário extremo, ofertará para o operador um preço menor que no caso do tópico 1 acima – e que dependerá de quanto o seguro paga nesse cenário. Assim, o despacho irá refletir a aversão a risco do agente segurador.

Segundo a teoria econômica, se houver um mercado de contratos desenvolvido e com baixos custos de transação, a decisão de despacho estará alinhada com a aversão a risco dos agentes econômicos menos avessos a risco²². Estes assumirão os custos em caso de cenários extremos [60].

Dito de outro modo, o paradigma baseado em ofertas puro permite que a sociedade influencie a gestão de risco no despacho a partir de contratos voluntários, o que viabiliza a entrada de novos agentes intermediários, novos instrumentos financeiros e novas estratégias de mitigação de risco pelos agentes. Se tais contratos voluntários forem facilmente acessíveis para os participantes do mercado, então a gestão de risco tende a ser mais eficiente que no paradigma baseado em custos (puro ou adaptado) [60].

O mesmo raciocínio vale para o paradigma baseado em ofertas adaptado. Isto é, a descentralização da tomada de decisão, aliada a um mercado de contratos eficiente, tende a levar a uma gestão de risco aderente às preferências da sociedade. O paradigma por ofertas adaptado possui até uma vantagem em relação ao puro: ele é menos dependente da existência de um mercado de contratos voluntários eficiente, já que os agentes podem usar o próprio mercado de créditos de reservatório virtual para gerenciar seu risco. Isto é, como qualquer agente econômico (incluindo consumidores, distribuidoras, comercializadores e mesmo empresas de fora do setor elétrico) pode ter e fazer ofertas (de compra e venda) de créditos de reservatório virtual, há um ativo (os créditos) e um ambiente de negociação (manejado pelo operador ao aceitar e rejeitar ofertas) que qualquer um pode utilizar para gerenciar seu risco. Por exemplo, se um consumidor quiser proteger-se, ele pode comprar créditos, que poderá vender em momentos de escassez, quando valerão mais.





Desse modo, o paradigma baseado em ofertas adaptado recebe a maior nota (quatro) neste quesito, com o paradigma baseado em ofertas puro logo atrás (nota três). O paradigma baseado em custos puro recebe a nota mínima (zero), já que a gestão hídrica está nas mãos do operador, que segue a própria aversão a risco – diferente da aversão da sociedade, como vimos. No paradigma baseado em custos adaptado, a gestão hídrica é idêntica, mas a nota é um pouco maior (nota um), já que as ofertas dos agentes, ainda que limitadas, conferem ao mecanismo uma maior capacidade de captar informação descentralizada de risco. Por exemplo, agentes térmicos declaram suas disponibilidades conforme a sua própria aversão a risco a eventuais falhas de equipamentos e a aumentos de preços de combustível. Dito de outro modo, uma térmica mais avessa a risco irá ofertar uma quantidade menor de energia (e comprometer sua receita presente) para preservar máquinas ou armazenar mais combustível

²² Outra hipótese é que as autoridades não intervirão discricionariamente para salvaguardar geradores ou consumidores em caso de crise. Se isso ocorrer, os agentes internalizam a expectativa de “ser salvo” em suas ofertas: sabendo que há baixa probabilidade de terem grandes prejuízos no futuro, não tomarão medidas suficientes para se prevenir – um problema similar ao de “*too big to fail*” da literatura econômica. Ver também seção 4.2.8.

(reduzindo o risco de perdas futuras); um agente menos avesso fará o contrário, preferindo garantir receitas financeiras no presente.

As notas de cada paradigma são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): o despacho mais aderente às preferências de risco da sociedade. A bola vazia representa nota mínima (zero): o menos aderente.

Tabela 17: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de extração da aversão ao risco dos agentes

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.8. SEGURANÇA DE SUPRIMENTO ANTE COMPORTAMENTOS ADVERSOS DOS AGENTES

Este quesito trata do risco de que comportamentos e estratégias dos participantes do mercado levem a episódios de corte de carga e racionamento. Tais episódios podem ocorrer por capacidade indisponível (devido a falhas, paradas para manutenção, falta de combustível, etc.), escassez de água, congestões de linha, expansão insuficiente da capacidade do sistema, etc. Este tema está relacionado com mecanismos que os paradigmas têm para antever e evitar crises de abastecimento sem realizar intervenções bruscas no funcionamento do mercado.

É importante diferenciar os comportamentos *adversos* dos agentes (que podem levar a riscos de segurança de suprimento) dos comportamentos *estratégicos* dos agentes quando têm poder de mercado (conforme explorado na seção 4.2.4). De um modo geral, os comportamentos estratégicos que levam à maximização de lucro dos agentes não são necessariamente os mesmos comportamentos adversos que podem levar a riscos de segurança de suprimento. Entretanto, o fato é que em mecanismos baseados em ofertas existe uma maior influência por parte dos agentes sobre a capacidade disponível para o despacho, o que pode levar a preocupações neste sentido – sobretudo ao comparar este modelo com uma situação em que o operador centraliza todas as decisões de operação e pode tomar medidas para aumentar a segurança de suprimento.

Comportamentos adversos dos agentes são mais preocupantes, no paradigma baseado em ofertas (puro ou adaptado), quando há falhas de implementação. Isto é, regras equivocadas ou incompletas ou uma administração inadequada do setor podem criar incentivos perversos aos agentes e amplificar o risco à segurança de suprimento. A crise elétrica da Califórnia em 2000 e 2001 é um exemplo: as lacunas do desenho de mecanismo adotado após a liberalização do setor elétrico californiano, aliadas a problemas administrativos, permitiram aos agentes removerem capacidade do mercado e bloquearam alternativas que poderiam aliviar os cortes. Citando [40]:

A regulamentação não impedia que geradores regularmente removessem capacidade do mercado durante dias de pico (bastando que alegassem a necessidade de manutenção); ou que reservassem linhas de transmissão críticas para o sistema de modo a criar uma congestão ilusória. Tais práticas elevaram os preços da energia, que chegaram a octuplicar em pouco menos de um ano, sem que fosse permitido às distribuidoras repassar esse aumento ao consumidor – as tarifas dos consumidores finais permaneciam reguladas, o que também impossibilitava que uma resposta mais ativa da demanda contribuísse para aliviar o sistema. Ineficiências no processo de aprovação de novos projetos também agravaram o problema: estima-se que cerca de 1 GW adicional poderia estar disponível em meados de 2001 não fossem os atrasos

frequentes. A falta de coordenação entre instituições federais e estaduais também foi citada como um dos potenciais agravantes da crise.

Em sistemas com grande participação hidrelétrica, como o brasileiro, o paradigma baseado em ofertas (puro ou adaptado) exige também credibilidade e transparência das regras (ver também seção 4.2.11), e falhas de implementação neste sentido podem similarmente levar a comportamentos adversos. Se o operador intervir constantemente no despacho (particularmente se tais intervenções não vierem acompanhadas de ajustes correspondentes no sinal de preço), os agentes perderão o interesse em calcular corretamente o valor de suas ofertas, e podem em vez disso focar mais em prever ou influenciar as intervenções do operador (ver também seção 4.2.10). No caso do paradigma por ofertas adaptado, por exemplo, uma falta de credibilidade nas regras desvalorizará os créditos de reservatório virtual, levando a um rápido esvaziamento dos reservatórios e ameaçando a segurança de suprimento.





No que diz respeito ao efeito do poder de mercado sobre a segurança de suprimento (isto é, a interação entre os efeitos de comportamentos *adversos* e comportamentos *estratégicos* abordados na seção 4.2.4), vale destacar ao menos dois efeitos importantes:

- Primeiramente, destaca-se que os agentes hidrelétricos capazes de exercer poder de mercado tendem a ofertar maiores custos, o que tende a reduzir sua geração, mas também implica em uma maior retenção de água nos reservatórios para momentos de escassez. Neste sentido, os efeitos de poder de mercado e de redução da segurança de suprimento são *contrários*: é possível que os agentes escolham um nível de armazenamento hídrico menor que o operador escolheria (ou seja, que os agentes sejam menos avessos a risco que o operador), o que pode ter impactos negativos para a segurança de suprimento, mas sugere que a preocupação com o poder de mercado deve ser menor (os agentes não estariam distorcendo os preços para cima).
- Por outro lado, existe um efeito através do qual agentes são incentivados a ofertar menos capacidade e menos flexibilidade com o objetivo de aumentar o preço *spot* (e, portanto, os seus lucros), o que dificulta a gestão de crises. Este efeito está relacionado com o que foi observado na prática na Califórnia, mas contraintuitivamente os riscos à segurança de suprimento neste caso são mais elevados quando há *mais* limitações sobre as ofertas que podem ser submetidas. Isto porque, do ponto de vista do agente, a estratégia mais vantajosa (que maximiza o lucro) é sempre permanecer na *iminência* do déficit de energia, sem, no entanto, atingir a situação de déficit – então, se o agente puder ofertar uma curva de custos que inclui patamares de preço extremamente elevados, em geral ele preferirá este caminho no lugar de limitar a sua capacidade ofertada. Esta consideração é particularmente relevante ao considerar que, como reportado por Munhoz [35], os mercados *por custo* podem estar mais sujeitos a riscos à segurança de suprimento atrelados ao exercício de poder de mercado via redução da quantidade disponibilizada – ainda que, em muitos casos, se adotem mecanismos para mitigar esta prática, penalizando indisponibilidades exageradas.

Apesar destes argumentos fundamentalistas que sugerem que os riscos de segurança de suprimento não devem ser tão elevados no caso dos paradigmas baseados em ofertas, a preocupação com possíveis falhas de implementação ou pânicos afetando os agentes (com impactos físicos sobre o sistema) ainda nos leva a considerar este quesito como uma vantagem dos paradigmas baseados em custos. Considera-se que este efeito é menos negativo no paradigma baseado em ofertas com adaptações do que no baseado em ofertas puro, em grande parte devido à existência de um mercado de créditos de reservatórios virtuais aberto a mais participantes e, portanto, menos sujeito a comportamentos adversos induzidos pelas opiniões de poucos agentes (diferente do baseado em ofertas puro, em que só os proprietários hidrelétricos podem fazer ofertas que influenciam a gestão dos reservatórios).

As notas dos paradigmas são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): o menor risco à segurança de suprimento advindo dos agentes possível. A bola vazia representa nota mínima (zero): o maior risco. Consideramos como fator preponderante o poder do operador para salvar o sistema em caso de ameaças de suprimento e por isso damos uma nota aos paradigmas crescente com a influência do operador sobre o despacho. Portanto, o paradigma puramente baseado em custos recebe nota quatro; o paradigma baseado em custos com adaptações, em que o operador segue determinando o nível dos reservatórios, mas agentes térmicos podem remover capacidade em momentos críticos, dificultando a gestão de crises, recebe nota três; o paradigma baseado em ofertas com adaptações, pela existência de mecanismos de controle a comportamentos adversos dos agentes (a saber, a existência de um monitor de mercado), recebe nota dois²³; o paradigma puramente baseado em ofertas recebe a menor nota (zero).

Tabela 18: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.9. SEGURANÇA DE SUPRIMENTO ANTE ERROS DO OPERADOR

Este quesito trata da robustez de cada paradigma a erros e omissões do operador. Ele trata em algum sentido do problema oposto ao da seção anterior (4.2.8): se em paradigmas de formação de preços por ofertas (puro ou adaptado), comportamentos dos agentes podem ameaçar a segurança de suprimento, também é verdade que, em paradigmas baseados em custos (puro ou adaptado), ações do operador podem aumentar o risco. Como explorado na seção 4.2.8, o risco de algum comportamento adverso é *maior* quando há *poucos* agentes tomando a decisão (e mitigado pela agregação de uma inteligência coletiva de múltiplos agentes), de modo que centralizar a decisão no operador do sistema exclusivamente pode ter um efeito análogo de potencializar o risco.

De fato, em paradigmas baseados em custos (puro ou adaptado), a maior ameaça à segurança de suprimento são erros e omissões do operador. Por exemplo, se ele elaborar previsões de vazão muito otimistas, por não considerar o efeito de mudanças climáticas ou por erros metodológicos, os reservatórios se esvaziarão mais rapidamente e isso pode ocasionar cortes de carga.

Omissões na modelagem podem ter um efeito igualmente negativo sobre a segurança de suprimento. Por exemplo, se o operador não representa a resposta da demanda no modelo de despacho, ou se representa usinas como mais inflexíveis do que realmente são, ele deixa de ter a sua disposição recursos que podem ser bastante úteis para gestão de crises e que podem reduzir a necessidade de esvaziamento de reservatórios hídricos.

Ainda, a atuação do operador, mesmo em situações de crises, deve ser idealmente justificada e embasada por mecanismos e critérios previstos na regulação. Desta maneira, busca-se evitar a adoção

²³ Reservatórios virtuais permitem a criação de mecanismos de segurança de suprimento em que o operador compre créditos e os retenha para uso em momentos futuros de escassez. Assim, ele pode armazenar mais água nos reservatórios em relação ao que resultaria das decisões do mercado (em prejuízo ao objetivo discutido na seção 4.2.7). Tais mecanismos precisariam ser claros e transparentes, sob o risco de gerar incentivos perversos, como explicado nesta seção.





de medidas repentinas, arbitrárias e cujos efeitos, em muitos casos, não são avaliados com o devido cuidado por conta da situação emergencial. Em outras palavras, este quesito leva a questionamentos sobre a extensão dos benefícios de intervenções exageradas do operador, independente do paradigma de mercado, que podem trazer impactos potencialmente negativos.

Nesse sentido, como vimos na seção 4.2.2, o paradigma por ofertas (puro ou adaptado) aumenta a aderência da informação descentralizada, o que pode aumentar a segurança de suprimento (o mesmo argumento se aplica também em alguma medida ao modelo por custos adaptado). Por exemplo, térmicas talvez consigam ofertar capacidade adicional ou mais flexibilidade em tempos de escassez; consumidores podem declarar o preço ao qual estão dispostos a reduzir sua carga diariamente via ofertas, o que permite uma melhor gestão da demanda para aliviar o sistema; também é possível que as previsões de vazão descentralizadas sejam mais aderentes à realidade, permitindo melhor gestão dos reservatórios.

Um contraponto é que, no paradigma baseado em custos (puro ou adaptado), mesmo que erros do operador levem a uma trajetória perigosa para o sistema, ele ainda tem bastante poder para detectar essa trajetória e tomar medidas preventivas, corrigindo os rumos antes que um evento de racionamento ocorra. Embora isso seja verdade, acaba sendo uma solução ineficiente, que gera sobrecustos ao consumidor com respeito à situação em que não houvesse erros.

As notas são mostradas abaixo. A bola mais cheia representa nota máxima (quatro): o paradigma em que ações do operador apresentam menor o risco à segurança de suprimento possível. A bola vazia representa nota mínima (zero): o maior risco.

Tabela 19: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de segurança de suprimento ante erros do operador

Puramente baseado em custos	Baseado em custos com adaptações	Baseado em ofertas com adaptações	Puramente baseado em ofertas
			

4.2.10. ROBUSTEZ A GRUPOS DE INTERESSE

Este quesito analisa o quanto os paradigmas são robustos a pressões políticas e de grupos de interesse sobre o operador e reguladores. A literatura econômica utiliza o termo *rent-seeking*, que significa o dispêndio de tempo e recursos por atores privados para pressionar autoridades por benefícios, em vez de direcionar estes esforços para atividades produtivas, gerando excedentes econômicos para a sociedade. Embora as demandas desses atores possam ser legítimas e contribuir para um melhor alinhamento de incentivos em determinadas situações, o termo é frequentemente usado para descrever a busca por vantagens injustas, que meramente redistribuem a riqueza existente entre os indivíduos, sem gerar valor adicional.

No setor elétrico, segundo [62], os agentes podem buscar vantagens indevidas em três esferas:

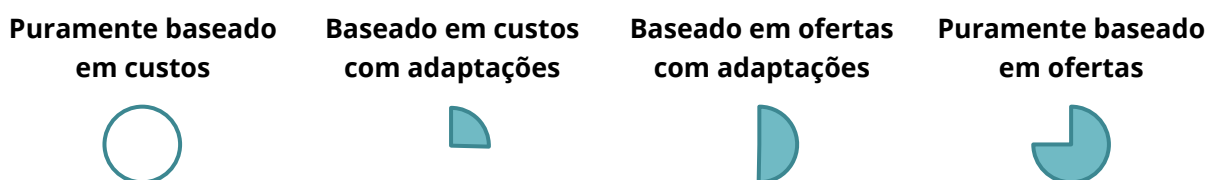
- **Acesso ao mercado:** buscar mais horas de operação;
- **Formação de preços:** buscar preços mais favoráveis;
- **Licenciamento:** buscar tratamento preferencial nos processos de licenciamento, como redução dos requisitos técnicos e de capital – ou aumentar as barreiras de entrada para competidores.

A importância, complexidade e assimetria de informação do setor elétrico favorece a formação de *lobbies*

e grupos de interesse, de modo que nenhum dos quatro paradigmas de formação de preço está livre da possibilidade de *rent-seeking*. No entanto, o paradigma influencia no quão suscetível o mercado está nas duas primeiras esferas acima: a susceptibilidade é crescente com o nível de flexibilidade do operador/regulador para afetar o preço e o despacho (que é maior no paradigma “por custos puro” e menor no “por ofertas puro”). Ou seja, quanto menos poder o operador/regulador tiver para tomar decisões discricionárias de despacho, menores serão os ganhos potenciais da atividade de *rent-seeking* enxergados pelos agentes e, conseqüentemente, menores os incentivos para realizá-las.

Essas observações se refletem nas notas dadas a cada paradigma, mostradas abaixo. Neste quesito, a bola mais cheia representa nota máxima (quatro): a maior robustez possível à captura do regulador/operador. A bola vazia representa nota mínima (zero): a menor robustez (maior susceptibilidade). A nota é crescente conforme diminui o espaço do operador para influenciar o despacho. E nenhum paradigma recebe nota quatro, dado que mesmo o paradigma por ofertas puro não está totalmente livre da existência de grupos de pressão.

Tabela 20: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de robustez a grupos de interesse



Independentemente do paradigma adotado, as oportunidades de manipulação do ambiente político, social e jurídico dependem também do desenho institucional e regulatório – e de regras e responsabilidades claras e transparentes.

4.2.11. CLAREZA DOS CRITÉRIOS OPERATIVOS

Este quesito analisa a clareza e transparência dos critérios operativos nos diferentes paradigmas de formação de preço e despacho. Isto é, como os paradigmas facilitam o entendimento e a previsibilidade das regras operacionais por todos os participantes do mercado. Incluem-se dentro dos “critérios operativos” aqui analisados critérios de determinação do despacho, de risco, de intervenção do operador, entre outros aspectos cruciais para a operação. Essa clareza contribui para um ambiente de mercado menos incerto e menos suscetível a interpretações variáveis, promovendo uma competição justa e eficiente entre os participantes.

Os paradigmas baseados em ofertas puro e adaptado têm vantagem neste quesito, por alguns motivos:

1. Simplicidade de regras: em essência, os paradigmas têm um funcionamento muito parecido a mercados de outros produtos, em que cada produtor informa o preço de venda e cabe ao consumidor escolher se está disposto a comprar àquele preço. Detalhes técnicos da produção, como os custos dos insumos, não precisam ser conhecidos por todos – basta que o vendedor os reflita nos preços finais.
2. Isonomia das regras: especificamente no paradigma “por ofertas puro”, o modelo de despacho é agnóstico à tecnologia, aplicando regras iguais para todos os tipos de geração e demanda.
3. Incentivos ao operador e regulador: pode-se argumentar que clareza e previsibilidade são uma necessidade desses paradigmas, pois compreender as regras é um requisito para a construção eficaz de ofertas pelos agentes. Se o operador ou regulador não forem transparentes com os agentes, omitindo informações que poderiam afetar suas ofertas, há riscos de ineficiências operativas e até de judicialização. Há riscos à própria segurança de suprimento se os critérios de

risco forem pouco transparentes, com baixa previsibilidade quanto a intervenções do operador – como explicado na seção 4.2.8. Ou seja, nos paradigmas por ofertas, há maiores incentivos para que o operador e o regulador deixem claros os critérios operativos utilizados.

Os três pontos acima contrastam com os paradigmas baseados em custos (puro e adaptado). Nestes, a eficiência operativa depende de o operador construir modelos inerentemente complexos de cálculo de custo futuro da água, previsão de vazões e geração renovável. Esses e outros modelos são encadeados com os modelos de otimização do despacho (no Brasil, podemos pensar na cadeia NEWAVE-DECOMP-DESSEM) – em geral, quanto mais detalhada essa otimização, mais eficiente o despacho²⁴. Há também a complexidade dos critérios de risco adotados pelo operador. O tratamento é diferenciado entre tecnologias, inclusive critérios de auditoria.

Em muitos mercados internacionais baseados em custos, é comum que o operador tenha bastante flexibilidade para alterar regras, o que pode diminuir a transparência e aumentar a incerteza para os agentes do mercado²⁵. Essa falta de clareza e previsibilidade nos critérios operativos pode dificultar a tomada de decisão por parte dos agentes e afetar negativamente a eficiência e a confiança do mercado.

Um outro tema sensível é a resiliência do modelo de mercado frente a situações de crises. A experiência internacional indica que são justamente nesses momentos de maior estresse que as autoridades setoriais (independente do paradigma de mercado por custos ou por ofertas) costumam intervir no funcionamento do mercado, com mudanças regulatórias abruptas e que impactam significativamente os agentes do sistema. Nesses períodos, torna-se fundamental a clareza dos critérios operativos, de forma que existam mecanismos regulatórios conhecidos que respaldem eventuais atuações das autoridades e evitem a necessidade de medidas extraoficiais que transmitam uma sensação de arbitrariedade.

Pode-se argumentar, ainda, que a clareza em critérios operativos está também relacionada à transparência nos dados de entrada do modelo – por exemplo, a publicação de informações dos agentes participantes do mercado. No entanto, esta questão não confere vantagem intrínseca a nenhum dos paradigmas de mercado. O mecanismo de formação de preço por custos precisa ser transparente devido à baixa clareza natural nos procedimentos operativos, mas nada impede que um paradigma por ofertas apresente semelhante característica (neste caso, os dados seriam produto das estratégias individuais dos agentes). A diferença está na “imprevisibilidade” dos dados que são utilizados num mercado por ofertas, que tendem a ser menos estáveis do que se observa no paradigma por custos, o que está intimamente relacionado ao dinamismo da realidade debatido na seção 4.2.1.

Neste quesito, os paradigmas baseados em custos (puro e adaptado) recebem a menor nota (um), pela maior complexidade operacional e menores incentivos à clareza dos critérios operativos. O paradigma baseado em ofertas puro recebe a maior nota (três), pela facilidade de compreensão e maiores incentivos. Não é dada nota zero ou quatro a nenhum paradigma, pois ainda é possível ter regras bastante claras em um paradigma baseado em custos, ou elementos pouco claros em um paradigma baseado em ofertas puro (embora não seja desejável): independentemente do paradigma, clareza,

²⁴ No paradigma por ofertas, ainda há a necessidade de modelos complexos de previsão e cálculo do custo futuro, mas essa complexidade passa do operador às mãos dos agentes. Construir ofertas ótimas, que conduzam à operação eficiente do sistema, não é uma tarefa trivial.

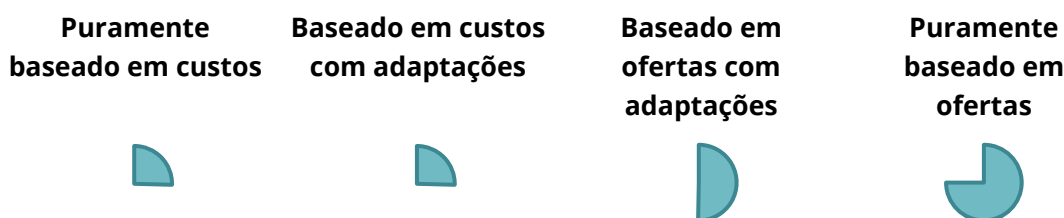
²⁵ Há um *trade-off* entre *regras claras* e *discricioniedade*. Regras aumentam a previsibilidade e credibilidade do mercado, o que tende a aumentar a eficiência do mercado e promover a entrada de novos participantes, além de reduzir o risco de judicialização e limitar a influência de pressões políticas. Por outro lado, regras tornam a ação do operador mais rígida, o que pode impedir uma atuação em eventos excepcionais – como já descrito na seção 4.2.8.

transparência e previsibilidade dependerão de um esforço contínuo do operador e das autoridades do setor.

O paradigma baseado em ofertas adaptado recebe uma nota intermediária (dois). Os argumentos de simplicidade e existência de incentivos ao operador e regulador (elementos 1 e 3 da lista de tópicos acima) podem ser utilizados para este paradigma, mas não o de isonomia das regras (já que o modelo de despacho não é agnóstico a tecnologia). Além disso, mecanismos de detecção e mitigação de poder de mercado e o de reservatórios virtuais introduzem uma complexidade adicional, que pode dificultar a compreensão das regras pelos agentes. Do lado do operador, não é trivial criar regras que limitem o poder de mercado, mas sem comprometer a capacidade de revelação de informação pelos agentes.

Abaixo estão as notas para cada paradigma. Quanto mais cheia a bola, maior a nota, o que significa uma tendência a maior clareza, transparência e previsibilidade dos critérios operativos.

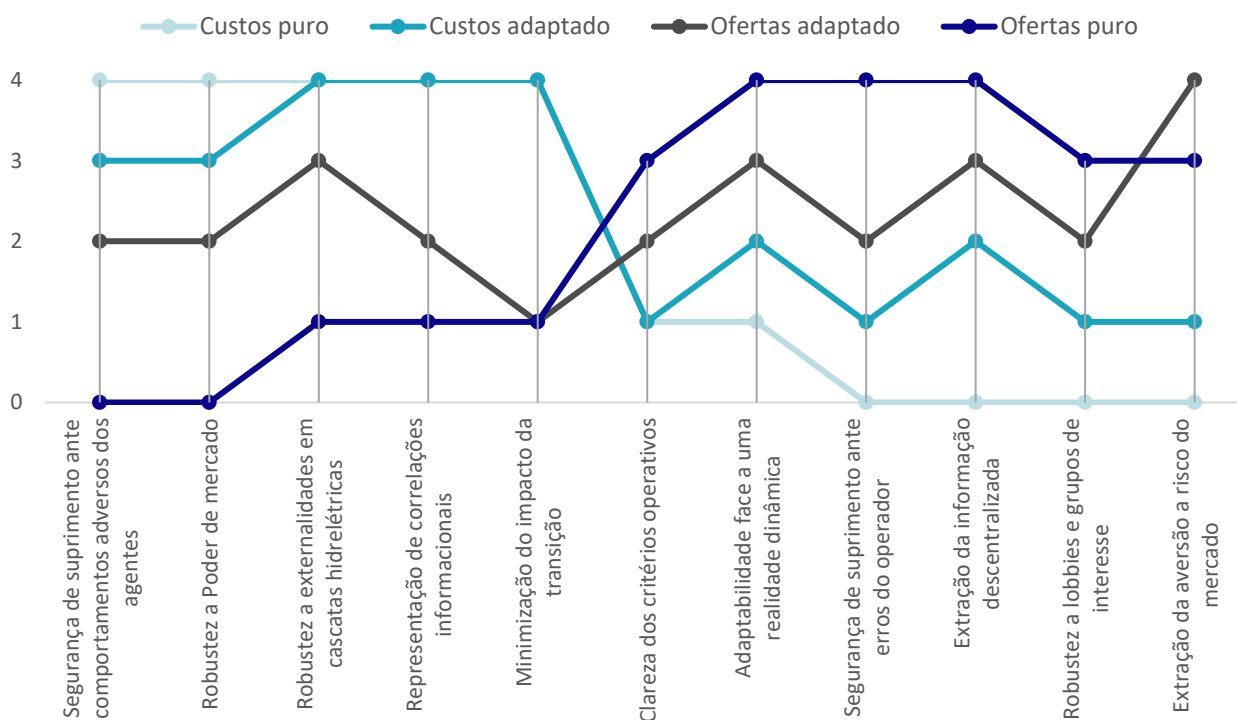
Tabela 21: Notas atribuídas aos paradigmas de desenho, quesito de clareza nos critérios operativos



4.3. SÍNTESE DOS RESULTADOS

A Figura 6 mostra uma forma alternativa de visualizar as notas dadas a cada quesito na seção 4.2 – conhecida na literatura como *parallel coordinates* [63]. Cada eixo mostra um quesito e cada linha do gráfico é um paradigma. À esquerda, são mostrados os quesitos em que os paradigmas “por custo” levam vantagem: “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes”, “Robustez a poder de mercado”, “Robustez a externalidades em cascatas”, “Representação de correlações informacionais” e “Minimização do impacto da transição”. À direita estão as vantagens de paradigmas “por ofertas”: “Clareza dos critérios operativos”, “Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica”, “Segurança de suprimento ante erros do operador”, “Extração da informação descentralizada”, “Robustez a lobbies e grupos de interesse” e “Extração da aversão a risco do mercado”.

Figura 6: Notas de cada quesito



Neste gráfico, cruzamentos entre linhas mostram *trade-offs*. Por exemplo, entre “Robustez a lobbies e grupos de interesse” e “Extração da aversão a risco”, os dois últimos quesitos do gráfico, a linha que representa o paradigma por ofertas puro cruza a do paradigma por ofertas adaptado. Isso significa que há um *trade-off* entre esses dois quesitos: pode-se optar pelo paradigma adaptado (frente ao puro), se for dada maior importância à “Extração da aversão a risco”, mas isso significa uma perda na “Robustez a lobbies e grupos de interesse”. Essas mesmas duas linhas se cruzam outra vez, no quesito “Minimização do impacto da transição”, mostrando mais *trade-offs* entre as duas escolhas: a escolha pelo “ofertas puro” sobre o “ofertas adaptado” maximiza a performance da formação de preços e despacho em todos os quesitos entre “Clareza dos critérios operativos” e “Robustez a lobbies de interesse”, mas há perdas nos outros quesitos – exceto em “Minimização do impacto da transição”, em que há um empate entre os dois paradigmas. Análises similares podem ser feitas acerca dos cruzamentos entre “custos puro” e “custos adaptado”, “custos adaptado” e “ofertas adaptado”, “custos adaptado” e “ofertas puro”, etc.

5. Priorização e ponderação dos quesitos

O objetivo deste capítulo é apresentar os argumentos e a metodologia utilizados para construir uma priorização dos diferentes quesitos apresentados no Capítulo 4, de modo a construir uma recomendação preliminar de quais dos paradigmas introduzidos no Capítulo 3 parecem ser mais adequados à realidade brasileira.

As seções 5.1 e 5.2 introduzem elementos que devem ser levados em conta na contextualização das prioridades de escolha de desenho aplicada ao Brasil, fazendo analogias e contrastes com a realidade de outros países. A seção 5.3 apresenta os pesos efetivamente utilizados neste exercício de ponderação das preferências sobre os quatro paradigmas de formação de preço da eletricidade analisados, bem como a metodologia para extrai-los de entrevistas com especialistas e análises de sensibilidade sobre a pontuação global resultante. A seção 5.4 conclui com uma recomendação preliminar (sujeita a desenvolvimentos que serão elaborados futuramente ao longo do projeto, em particular no relatório e.2.r2 e e.6.r) de quais alternativas no espectro de possibilidades entre modelos “por custo” e “por oferta” poderiam ser mais vantajosas para o Brasil.

5.1. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTEXTO BRASILEIRO

A análise detalhada do contexto brasileiro e seu desenho de mercado foram apresentadas no relatório e.2.r1, junto à análise dos sistemas que adotam formação de preço por custos. Tendo colocado os diferentes países em uma mesma base comparativa, é mais simples contextualizar o Brasil na experiência internacional realizada (cujos principais elementos foram introduzidos na seção 3.3).

Nesta seção, chamamos a atenção para os aspectos fundamentais em que o Brasil é particularmente distinto dos outros países analisados – que têm implicações para as prioridades consideradas ao determinar as características recomendáveis para uma proposta de desenho de mercado adaptada para o Brasil, e, portanto, que devem ser levadas em conta na escolha de pesos atribuídos aos diferentes quesitos.

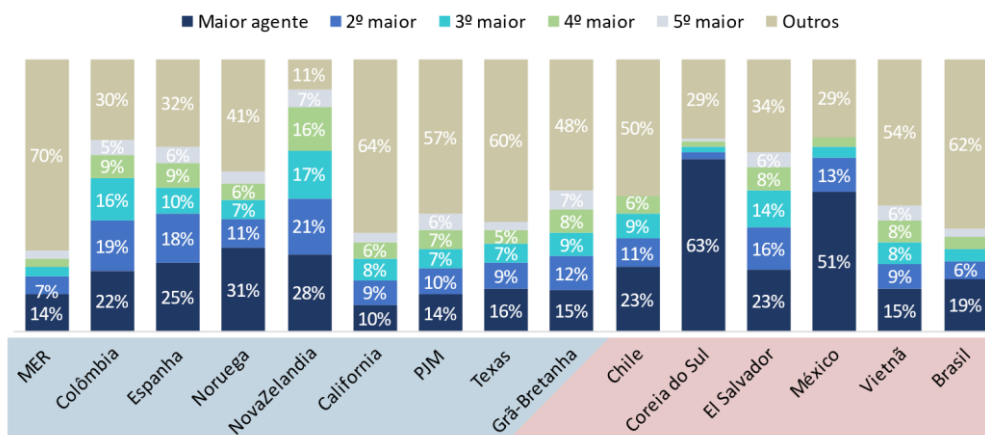
5.1.1. CONCENTRAÇÃO DE MERCADO E MATRIZ ENERGÉTICA

O primeiro aspecto relevante que merece destaque é a constituição física do sistema brasileiro. O Brasil é um país de dimensão continental e que utiliza um sistema nacional que abrange a quase totalidade do território. Assim, conforme ilustrado na Figura 3 e abordado na seção 3.3.1, o país apresenta uma magnitude de capacidade instalada bastante elevada e com poucos sistemas comparáveis. Adiciona-se a isso o grande percentual de fontes renováveis na matriz energética, em especial de recursos hídricos. Isso torna a configuração do sistema brasileiro bastante peculiar e aumenta a complexidade da sua operação, ao mesmo tempo que dificulta paralelos com outros sistemas e a aplicação direta de mecanismos já testados internacionalmente, sendo importante analisar como as diferenças de conjuntura podem levar a diferentes resultados.

A Figura 7 a seguir apresenta o percentual de capacidade instalada sob gestão dos cinco maiores agentes do mercado, e o percentual acumulado das demais empresas. O Brasil figura como um dos sistemas mais diversificados, junto ao Mercado Regional da América Central (que representa um mercado de intercâmbios e agrupa múltiplos países), Califórnia, PJM e Texas – mercados onde as 5 maiores empresas detêm algo entre 30% e 40% aproximadamente da capacidade instalada do sistema. Colômbia, Espanha, Nova Zelândia, Coreia do Sul, El Salvador e México se destacam por níveis de concentração de mercado bastante elevados – com especial destaque para a Nova Zelândia, onde os 5 maiores players possuem

quase 90% do potencial de geração nacional. Noruega, Grã-Bretanha, Chile e Vietnã apresentam níveis de concentração intermediários. Esta análise evidencia o alto grau de pulverização do mercado brasileiro, bastante similar ao de vários sistemas mais desenvolvidos economicamente.

Figura 7: Gráfico comparativo da concentração de mercado dos sistemas analisados na etapa de análise da experiência internacional (relatórios e.2.r1 e e.3.r). Fonte: Elaboração própria com dados de [46], [47], [64], [3], [49], [50], [53], [54], [55], [56], [65], [66], [67], [68], [69], [70], [71]



É interessante observar que, apesar da existência de grandes agentes no mercado brasileiro (como é o caso da Eletrobrás e da Embpar), o Brasil apresenta baixa concentração em comparação com outros mercados. Este efeito é certamente influenciado pelo uso da métrica de potência instalada para o cálculo destes indicadores de concentração de mercado (no lugar de outra métrica como a garantia física) – mas vale destacar que o mesmo efeito é também incorporado nos outros países apresentados, de modo que a análise comparativa tem algum grau de robustez. Priorizou-se nesta análise a comparabilidade com outras experiências internacionais, o que traz consigo algumas limitações – entretanto, vale destacar que, qualquer que fosse o índice selecionado para ilustrar o grau de concentração do mercado, seria necessário aplicar ressalvas a essa interpretação antes de chegar a qualquer conclusão.

O índice correspondente à fatia de mercado dos N maiores agentes é conhecido na literatura como *Concentration Ratio* (ou CR, qualificado pelo número de empresas N), e trata-se de um indicador que pode ser utilizado para analisar graus de concentração de forma análoga a índices como o HHI (Índice de Herfindahl-Hirschman) [72], também bastante conhecido. Na análise dos relatórios e.2.r1 e e.3.r, optamos por utilizar o CR5 (e em menor grau os índices CR1, CR2, CR3 e CR4) como principal métrica comparativa internacional. É importante destacar, entretanto, que tanto o HHI quanto o CR5 são meramente indicativos de *tendências* em diferentes mercados, e nunca devem ser tomados diretamente como um veredicto de que mercados são competitivos ou não. A realidade de cada mercado é diferente, e um mercado pode ser bastante competitivo embora tenha um alto grau de concentração (por exemplo devido à contestabilidade ou risco de entrada de novos agentes), ou apresentar práticas anticompetitivas embora seja bastante pulverizado (por exemplo quando há coordenação entre os participantes para manipular os preços).

No caso do setor elétrico em particular, destaca-se que restrições no sistema de transmissão podem levar à identificação de zonas que concentram influência exacerbada de algum agente em alguns momentos – a preocupação com o exercício de poder de mercado *localmente* (e muitas vezes de forma restrita a *alguns momentos* do dia ou do ano) é frequente em mercados elétricos internacionais. Consequentemente, ainda que as características do sistema brasileiro sugiram, ao menos em princípio, um menor risco de manipulações de agentes por poder de mercado devido ao seu baixo índice de

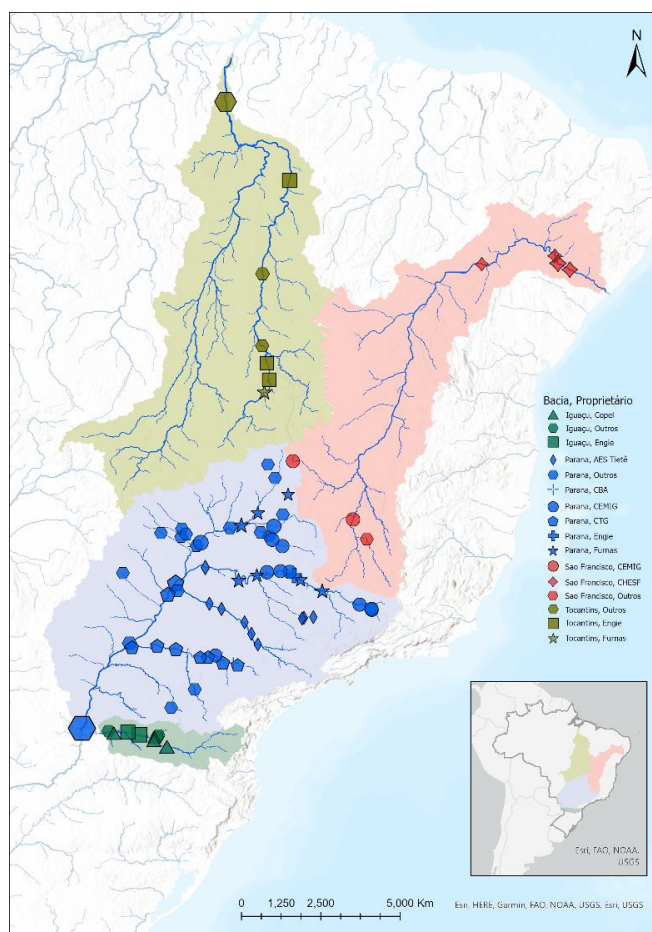
concentração, esta conclusão não é absoluta. É importante, portanto, ser cuidadoso com este tipo de análise, especialmente considerando a conjuntura bastante específica da matriz energética brasileira, como será abordado em mais detalhes na seção 5.1.2.

5.1.2. ORGANIZAÇÃO DAS CASCATAS

Como discutido na seção 5.1.1, o Brasil possui um sistema com baixa concentração de mercado, o que significa que os ativos de geração estão bastante pulverizados entre as empresas proprietárias. Enquanto esse fator é muito positivo do ponto de vista de possíveis manipulações de mercado, a existência de múltiplos proprietários com ativos em uma mesma cascata eleva bastante a complexidade da sua operação, e em particular multiplica oportunidades para externalidades (como abordado na seção 4.2.5).

As principais bacias hidrográficas do país concentram cerca de 70% da energia armazenável máxima do sistema. O mapa a seguir ilustra as maiores cascatas do sistema brasileiro, com as principais usinas e seus proprietários. A cascata do Paraná, a maior delas, possui mais de 50 usinas, que totalizam mais de 20% da capacidade instalada total do país (nos demais sistemas o maior percentual foi de 10%), e pertencem a mais de 20 empresas diferentes (a maior diversidade nos demais sistemas foi de 5 empresas). Tal contexto, além de trazer grande complexidade para a operação, não encontra sistemas com padrão similar – sendo necessário, portanto, adequar qualquer mecanismo que seja implementado à realidade brasileira ou ainda criar novas estratégias.

Figura 8: Mapa das principais cascatas do sistema brasileiro, com identificação de proprietários. Fonte: Elaboração própria.



Nenhum outro sistema analisado na etapa de experiência internacional possui um mecanismo particular para o tratamento das externalidades relacionadas à operação das cascatas. No entanto, cabe reforçar que a conjuntura brasileira é bastante particular e agrega grande complexidade. Tipicamente, as externalidades não são um problema quando há um único proprietário na cascata ou quando poucos proprietários a dividem, uma vez que os agentes podem negociar bilateralmente com pouco custo de transação se necessário (teorema de Coase [73]).

No Brasil, todavia, as externalidades são sabidamente uma questão importante e que precisa, portanto, ser abordada e estudada profundamente. Isso pode ser feito (i) mantendo e aprimorando o mecanismo de formação de preço por custo, ou (ii) internalizando o elemento de gerenciamento das cascatas no desenho do mecanismo por ofertas. É importante destacar, ainda, que qualquer mudança terá grande impacto no sistema e exigirá um planejamento cuidadoso da sua implementação, uma vez que já existem instituições e mecanismos “centralizados” para apoiar a gestão de recursos hídricos no Brasil, como o MRE e a centralização de restrições hídricas pelo ONS.

5.1.3. LEGADOS DA ESTRUTURA DE MERCADO BRASILEIRA

O mercado brasileiro foi construído ao longo dos anos, de modo que algumas decisões tomadas anteriormente ainda influenciam escolhas de desenho que podem ser feitas hoje. Nos referimos a “legados” como elementos que estão ligados à forma como historicamente o mercado tem funcionado, o que implica em dificuldades caso seja desejável fazer alguma alteração (tema explorado na seção 4.2.6). Nota-se que um legado representa uma decisão que em algum momento da história do país foi considerado desejável ou justificável, e que desta forma cristalizou-se nas regras e práticas do setor. Em alguns casos, a realidade do setor já mudou o suficiente para que a decisão tomada à época não seja considerada mais benéfica para o setor (“legados negativos”), ao passo que em outros casos a escolha feita ainda é justificável e traz benefícios (“legados positivos”).

Em particular, destacamos os seguintes legados como exemplos do que deve influenciar as escolhas de desenho no Brasil:

- A própria organização institucional do setor elétrico brasileiro, as atribuições e processos das instituições, e as interfaces entre elas (inclusive interfaces com outras entidades fora do setor elétrico, como entidades ambientais) constitui um legado (positivo) do setor. De um modo geral, um aprimoramento do mecanismo de formação de preços (seja uma modificação do mecanismo por custos atual ou uma migração a um mecanismo por ofertas) pode trazer impactos a esta dinâmica institucional, o que pode levar a custos – como indicado na seção 4.2.6.
- Pela natureza do sistema hidrelétrico brasileiro (conforme discutido na seção 5.1.2), mecanismos como o MRE (Mecanismo de Alocação da Energia) foram desenvolvidos, bem como o conceito de Garantia Física e suas revisões.

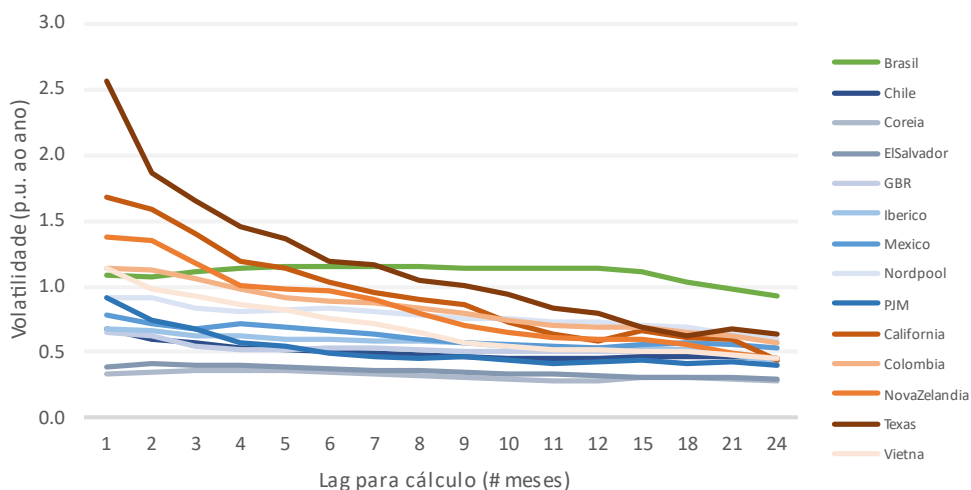
Há, ainda, pela forma como o mercado foi estruturado, uma série de agentes que não estão sujeitos ao sinal econômico do mercado de curto prazo – em particular os consumidores regulados. Este “isolamento” de consumidores regulados dos efeitos do mercado de curto-prazo é produto da regulação sob a qual está sujeita o setor elétrico, que prevê que pequenos consumidores sejam representados por comercializadoras (no caso brasileiro, as distribuidoras) no mercado e estejam sujeitos ao pagamento de tarifas calculadas. A obrigatoriedade de contratação integral da demanda por parte das distribuidoras que representam estes consumidores, através de acordos de longo-prazo, contribui para amplificar esta desconexão com os sinais do mercado de curto-prazo. Destaca-se que a questão comentada acima aplica-se também a consumidores que se beneficiam de micro e minigeração distribuída. A estrutura de mercado e a regulação vigentes minimizam a exposição destes agentes aos sinais econômicos do

mercado de curto-prazo e fazem com que a operação destas instalações esteja inteiramente à parte da operação do sistema como um todo. A dificuldade em coordenar a operação destes ativos com a operação da rede (ou, ao menos, obter informações sobre estes equipamentos descentralizados para incorporá-las no planejamento operativo) adiciona significativa complexidade à tarefa do operador. Uma maior integração destes ativos às informações vistas pelo operador, seja através de uma migração a um paradigma de preço ofertas ou por meio de adaptações ao modelo por custos vigente, levaria a importantes benefícios sistêmicos.

5.1.4. VOLATILIDADE DE PREÇOS

A métrica de volatilidade é comumente usada em mercados para representar a variabilidade e incerteza, e é interessante fazer uma análise comparativa do Brasil com os outros sistemas analisados na etapa de experiência internacional. A Figura 9 apresenta estes resultados, calculando o índice de volatilidade a partir da média mensal dos preços spot e diferentes "lags" (ou espaçamentos) temporais (de 1 mês a 24 meses). A metodologia para o cálculo desse índice é detalhada no Anexo I: Passo a passo do cálculo da volatilidade de preços.

Figura 9: Volatilidade dos preços médios mensais dos sistemas analisados na etapa de análise de experiência internacional. Fonte: Elaboração própria com dados de [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82], [83], [84], [85], [86], [87]



A hipótese subjacente para o cálculo da volatilidade é que este parâmetro não deveria depender do espaçamento temporal: que é o que justifica sintetizar todo o comportamento de um mercado em um único parâmetro. No entanto, isso não se verifica na prática para diversos sistemas analisados, conforme ilustrado no gráfico anterior – embora alguns sistemas (como em particular o Brasil, destacado em verde) tenham de fato uma curva de volatilidade calculada aproximadamente constante em função do espaçamento, muitos sistemas (como em particular os destacados em laranja) parecem ter uma tendência decrescente. Segundo a expressão para a volatilidade, este comportamento significa que a variabilidade dos preços no longo prazo cresce *mais lentamente* do que a raiz quadrada do espaçamento temporal, que é a hipótese usual (vide Anexo I: Passo a passo do cálculo da volatilidade de preços). Em particular, os *modelos autorregressivos* (com coeficiente de dependência temporal menor do que 1) tendem a apresentar este tipo de comportamento, com tendência de volatilidade calculada decrescente.

As curvas em azul apresenta curvas de volatilidade com tendências decrescentes mais suaves ou aproximadamente constantes – entretanto, chama a atenção o comportamento atípico da volatilidade dos preços médios mensais no Brasil, já que a curva é aproximadamente constante (indicando

independência entre a volatilidade e o tempo), mas em um nível bastante superior aos demais sistemas analisados com essa mesma característica. Quando comparado ao grupo com curva decrescente, o Brasil apresenta uma volatilidade mais baixa no curto prazo, mas substancialmente mais elevada no longo prazo.

Alguns fatores que tendem a aumentar a volatilidade de preços e que podem estar influenciando a situação do mercado brasileiro são:

- (i) Dependência de disponibilidade exógena de recursos renováveis – no caso do Brasil, em especial de recursos hídricos;
- (ii) Dificuldade em incorporar previsões de alta qualidade na gestão dos recursos - mais especificamente, no caso brasileiro, na gestão dos reservatórios - de forma que o sistema é constantemente “surpreendido” com desvios do valor para o qual se preparou;
- (iii) Baixa aversão ao risco: quanto mais avessos ao risco são os tomadores de decisão, mais estável é a curva ao longo do tempo. Embora atualmente o operador utilize o critério do CVaR para aumentar a aversão ao risco, o período longo de dados históricos considerados no cálculo inclui muitos meses em que este critério não era aplicado.

Estas características de elevada volatilidade sugerem que deve haver uma preocupação maior no sistema brasileiro com mecanismos para gestão de riscos dos agentes, particularmente riscos de médio-longo prazo (quando a volatilidade permanece extremamente alta no Brasil, mas tende a decair em outros países).

Não necessariamente será o mecanismo de formação de preços que precisará ser adaptado para endereçar esta característica do sistema brasileiro – as adaptações e inovações podem estar concentradas em outras áreas, como o mercado de contratos. Cabe destacar que o Brasil de fato possui um mercado de contratos relativamente bem desenvolvido, embora não no mesmo nível de outros mercados internacionais – o que em parte vem motivado por esta característica de volatilidade dos preços. Entretanto, levando em conta os elementos (ii) e (iii) indicados acima, cabe observar que uma descentralização do mercado (isto é, uma opção por um paradigma de formação de preços baseado em ofertas) pode levar a uma suavização desta volatilidade, devido a efeitos como os explorados nas seções 4.2.1, 4.2.7, e 4.2.9.

5.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE MIGRAÇÕES ENTRE MODELOS

A opção por uma *migração* de um paradigma de formação de preços já instaurado em direção a um novo paradigma não é exatamente igual a uma tomada de decisão de uma primeira implementação – como ilustrados pelo quesito de custos e impactos da transição, apresentado na seção 4.2.6. Nesta seção, fazemos algumas considerações tomando como base as experiências internacionais com migrações de um mecanismo a outro (quando tais experiências existirem), que podem ser insumos importantes à tomada de decisão. É importante destacar, entretanto, que temas associados à construção de um mecanismo de transição serão objeto do relatório e.11.r ao final do projeto, depois que os elementos de desenho recomendados tiverem sido consolidados.

5.2.1. MIGRAÇÕES CUSTO-OFFERTA NA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Apesar de os exemplos de migração entre os mecanismos de formação de preço não serem abundantes, a transição de um mecanismo monopolista (que se assemelha a um mercado por custos) para um mecanismo por ofertas é bastante comum. Alguns exemplos dentre os sistemas analisados dentro do contexto deste projeto que fizeram esse caminho são El Salvador, Colômbia, sistemas norte-americanos

e sistemas europeus. Há também exemplos de migração dentro do contexto de mercado liberalizado, em especial conforme os mercados vão amadurecendo e garantindo um contexto mais favorável para a implementação de um mercado por ofertas. Dentre os sistemas analisados, o Chile, por exemplo, já adota um modelo híbrido (energia por custo e reserva por oferta) e está estudando uma possível migração para um mecanismo por oferta também no mercado de energia.

Outro exemplo é a Coreia do Sul. No plano inicial de liberalização do mercado, definia-se a implementação de um modelo por custos no período imediatamente após a liberalização, e uma posterior migração para um desenho por ofertas quando o mercado estivesse mais maduro. No entanto, um movimento local liderado pela união de trabalhadores do setor elétrico interrompeu a reforma, permanecendo o mercado por custos até o dia de hoje. Não obstante, as discussões de uma transição para um modelo por oferta foram retomadas recentemente [88].

Ao longo da implementação de um mecanismo de formação de preço por oferta é de extrema importância garantir uma correta sinalização de preços e manter um bom monitoramento. Esses dois aspectos são essenciais para garantir um bom funcionamento do mercado por ofertas e evitar possíveis manipulações devido a concentração de mercado – mesmo em mercados pulverizados, é possível que ocorram concentrações em zonas ou regiões que permitam esse tipo de evento, caso a sinalização de preços e os incentivos dados aos agentes não estejam bem calibrados. Dessa forma, é desejável que já exista algum nível de maturidade do mercado em questão e todos os elementos que possam porventura criar uma distorção do mercado devem ser analisados com bastante cuidado.

Cabe mencionar ainda que, apesar de usualmente ser mais robusto nesse aspecto específico, o modelo por custos também não está imune a manipulações de mercado – em especial em desenhos intermediários (“adaptados”). Um exemplo disso é o evento que está sendo atualmente investigado de distorções no custo de combustível declarado por térmicas a carvão no Chile [89].

5.2.2. MIGRAÇÕES OFERTA-CUSTO NA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A migração de um modelo por ofertas para um modelo por custos é um movimento relativamente incomum, mas há alguns exemplos de sistemas que o fizeram. Tal transição costuma estar relacionada a eventos de grande magnitude onde são identificadas evidências de manipulações do mercado por parte dos agentes – usualmente devido a sinalizações equivocadas e incentivos perversos, junto a falhas no processo de monitoramento de mercado. A decisão de mudar o mecanismo de formação de preços possui grande impacto no sistema, de forma que costuma estar ligada a eventos de difícil solução, onde problemas estruturais são identificados.

Dentre os sistemas analisados, um exemplo emblemático dessa situação é El Salvador. O país implementou um modelo por ofertas imediatamente após a liberalização do setor elétrico. Em um contexto de um mercado recém implementado, com poucas empresas de geração (grande concentração), falta de incentivos a entrada de novos players, instituições inexperientes, falta de incentivos às distribuidoras (passavam custos integralmente à tarifa), e falta de sinalização de preços aos consumidores, foram identificadas alterações importantes no preço da energia motivadas pelo exercício de poder de mercado por alguns agentes do sistema. A partir de 2004, frente a distorções evidentes por poder de mercado, foram conduzidas uma série de iniciativas para evitar o colapso do mercado baseado em ofertas de preços não auditados. No entanto, os problemas não foram solucionados, culminando com a migração definitiva para um modelo baseado em custos em 2011.

5.3.PESOS E NOTAS PONDERADAS DOS PARADIGMAS

5.3.1.METODOLOGIA

O objetivo da análise deste Capítulo é responder (em análise apresentada na seção 4.3) qual dos quatro paradigmas seria o mais adequado ao contexto brasileiro, dadas as vantagens e desvantagens dos mesmos e os principais objetivos do setor. Para isso, será calculada uma ponderação das notas atribuídas na seção 4.2 a cada quesito e a cada paradigma, em que os pesos dessa ponderação devem refletir a importância relativa do quesito.

A partir do conjunto de pesos atribuídos e notas indicadas anteriormente, obtém-se assim uma "nota final" dada a cada um dos quatro paradigmas, que reflete uma medida da adequabilidade de cada paradigma ao mercado elétrico brasileiro e constitui o principal insumo para a recomendação preliminar apresentada na seção 5.3.3. A tabela abaixo exemplifica esta metodologia: a nota de cada paradigma (linha final da tabela) é a soma das notas dos quesitos, ponderada pelo respectivo peso. Neste exemplo, o paradigma por custos adaptado aparece como o mais favorável (melhor nota final).

Tabela 22: Exemplo de matriz de pesos para análise comparativa, meramente ilustrativo

Quesito	Peso	Paradigmas			
		Por custos puro	Por custos adaptado	Por ofertas adaptado	Por ofertas puro
Quesito 1	3	3	2	3	1
Quesito 2	1	4	1	5	5
Quesito 3	2	1	5	1	3
Nota final		15	17	16	14

Evidentemente, para a seleção dos pesos, deve ser levada em conta a realidade brasileira e elementos como os apresentados nas seções 5.1 e 5.2. Entretanto, ainda que este trabalho tenha buscado apresentar os critérios e prioridades da forma mais objetiva possível, existe algum grau de subjetividade para atribuição de pesos aos quesitos, e diferentes pessoas (mesmo que disponham do mesmo conhecimento técnico a respeito dos fundamentos, experiências internacionais, e realidade brasileira) podem ter diferentes opiniões a respeito dos pesos que devem ser atribuídos aos quesitos.

Levando em conta estas características, optou-se pelo uso de entrevistas com especialistas para a seleção dos pesos para a ponderação, no lugar de defini-los unilateralmente durante a elaboração deste relatório. O formato destas entrevistas e uma síntese dos seus resultados é apresentado na seção 5.3.2 – dada a complexidade do tema e necessidade de familiaridade com o contexto brasileiro e com fundamentos de desenho de mercado para emitir uma opinião, o número de entrevistados foi relativamente restrito. Entretanto, esta amostra já demonstra a diversidade de opiniões disponíveis e contribui para reduzir a subjetividade da análise.

Adicionalmente, novamente com o objetivo de aumentar a robustez da análise, é feita uma análise de

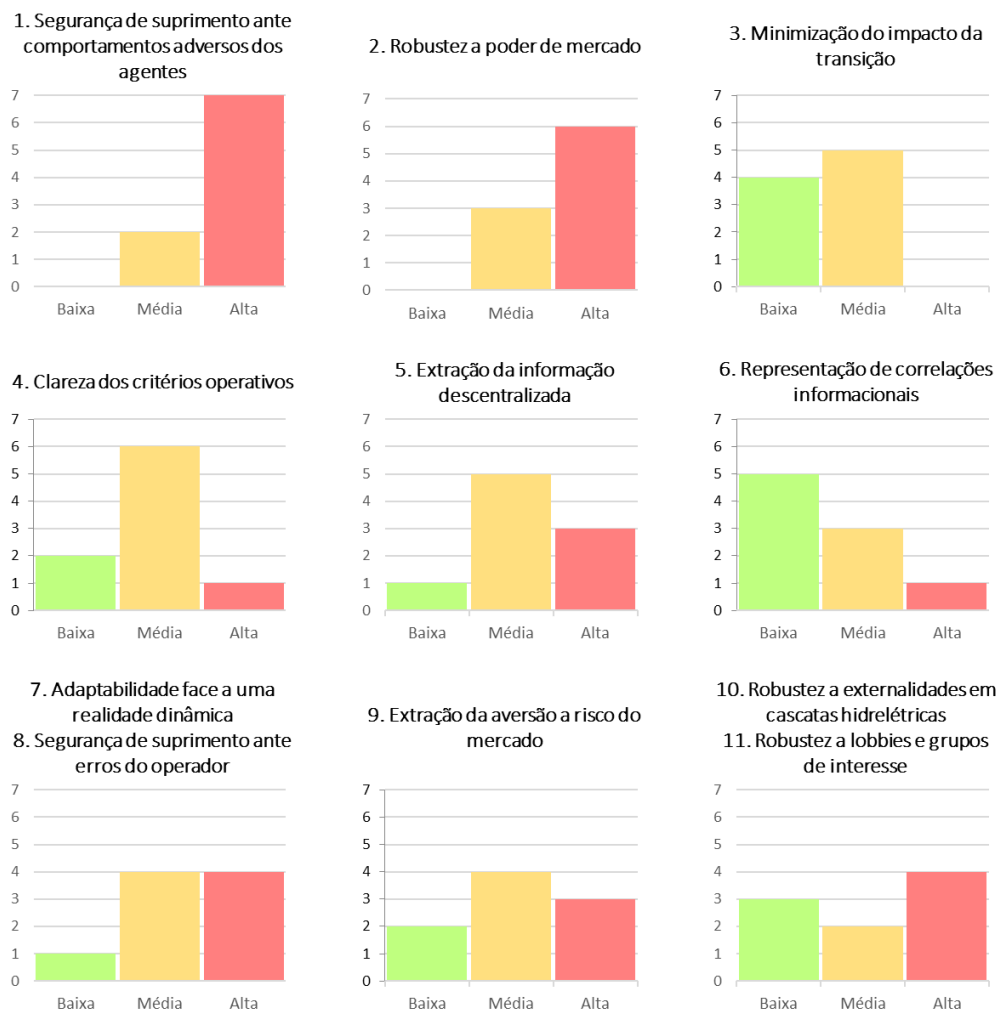
sensibilidade, alterando a interpretação das respostas dadas na entrevista de modo a alcançar outro conjunto de pesos plausíveis atribuídos aos critérios. A análise com os pesos “principais” é apresentada na seção 5.3.3, e a análise de sensibilidade na seção 5.3.4.

5.3.2. ENTREVISTAS COM ESPECIALISTAS

Para calibrar os pesos, perguntamos a nove especialistas selecionados a dedo: “para você, qual a importância de cada um destes onze quesitos para a escolha do mecanismo de formação de preço e despacho no Brasil?” Os entrevistados podiam classificar a importância de cada quesito em “alta”, “média” ou “baixa”. As perguntas foram respondidas em entrevistas com cada um dos especialistas, para permitir aos entrevistadores tirarem eventuais dúvidas dos entrevistados acerca do significado de cada quesito. As respostas individuais de cada entrevistado são mostradas no Anexo III: Respostas às entrevistas.

A Figura 10 abaixo mostra os resultados agregados por quesito, estruturadas em 9 gráficos e ordenadas pelo desvio padrão (conforme Tabela 23) de modo a representar os gráficos em ordem do maior ao menor grau de consenso entre os entrevistados.

Figura 10: Resultados das entrevistas com especialistas acerca dos pesos dos quesitos



Por exemplo, o gráfico 1 mostra que sete entrevistados consideraram alta a importância do quesito “segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes”, dois entrevistados consideraram média e nenhum considerou baixa. Este foi o quesito de maior consenso, sendo o único a

receber 7 votos idênticos, e não houve nenhum voto para importância “baixa”.

Nota-se ainda que o resultado da entrevista em termos de número de respondentes em cada uma das categorias foi idêntico para os quesitos 7 e 8, bem como para os quesitos 10 e 11 (ainda que as respostas individuais tenham sido diferentes). O gráfico 7 mostra que, para o quesito “adaptabilidade face a uma realidade dinâmica” (assim como para o quesito “segurança de suprimento ante erros do operador”), quatro entrevistados consideraram a importância alta, outros quatro, média, e um entrevistado considera a importância do quesito baixa.

Os dois quesitos de maior consenso segundo a Figura 10, “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes” e “Robustez a poder de mercado”, emergem como os dois mais importantes para o desenho de um mecanismo de formação de preço e despacho no Brasil, segundo os entrevistados. Tirando esses dois quesitos, “Clareza dos critérios operativos” foi o único outro a receber 6 votos coincidentes, dessa vez na importância “média”, revelando também um grande consenso. Sobre “Minimização do impacto da transição”, não houve nenhum voto em importância alta. Isso mostra que os entrevistados não acreditam que os custos e riscos da transição sejam um grande impeditivo para uma eventual mudança do mecanismo de formação de preços e despacho do Brasil.

Nos seis primeiros gráficos/quesitos da Figura 10, houve uma opção que recebeu mais da metade dos votos (cinco ou mais votos). Os últimos cinco quesitos apresentaram maiores discordâncias. Nos quesitos “Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas” e “Robustez a lobbies e grupos de interesse”, se deu o menor consenso: a maior parte dos votos (sete) se dividiu, em proporções quase iguais, entre os dois extremos: 4 votos para importância alta e 3 para baixa (e apenas 2 votos para importância “média”). A incerteza nesses dois quesitos é relevante e pode pesar a balança a favor de um paradigma por custos ou por ofertas, como veremos na seção 5.3.4.

A Tabela 23 mostra a média, a mediana e o desvio padrão dos gráficos da Figura 10. Para esses cálculos consideramos peso 2 para “baixa”, peso 3 para “média” e peso 4 para “alta”. As maiores médias são as dos quesitos “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes” e “Robustez a poder de mercado”, que, como já dissemos, foram os dois considerados mais importantes pelos entrevistados. A menor média foi 2.56, para “Minimização do impacto da transição” e “Representação de correlações informacionais”, esses seriam os quesitos identificados como menos importantes para a escolha do mecanismo de formação de preços – embora haja maior discordância com relação ao último.

Tabela 23: Média, mediana e desvio padrão das respostas para cada quesito

Quesito	Média	Mediana	Desvio padrão
Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica	3.33	3	0.67
Extração da informação descentralizada	3.22	3	0.63
Representação de correlações informacionais	2.56	2	0.68
Robustez a poder de mercado	3.67	4	0.47
Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas	3.11	3	0.87
Extração da aversão a risco do mercado	3.11	3	0.74

Segurança de suprimento ante erros do operador	3.33	3	0.67
Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes	3.78	4	0.42
Minimização do impacto da transição	2.56	3	0.50
Robustez a lobbies e grupos de interesse	3.11	3	0.87
Clareza dos critérios operativos	2.89	3	0.57

A mediana é uma medida de posição central das respostas. Como foram nove respondentes, a mediana coincide com a moda para os seis quesitos que tiveram mais de cinco votos em uma mesma opção. Para os outros quesitos, que tiveram maior dispersão nas respostas, a mediana favoreceu a opção “média” (peso 3). Portanto, somente “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes”, “Robustez a poder de mercado” e “Representação de correlações informacionais” apresentaram mediana diferente de 3 (“Média”).

A análise do desvio padrão mostra a dispersão das respostas. Já a discutimos indiretamente quando comentamos acerca dos maiores e menores consensos.

Os pesos considerados para a ponderação das notas de cada quesito são as médias apresentadas na Tabela 23²⁶.

5.3.3. CONSOLIDAÇÃO DAS NOTAS PONDERADAS

A Tabela 24 resume a análise deste capítulo. Cada linha se refere a um quesito, mostrando seu peso (calibrado na seção 5.3) e as notas de cada paradigma (dadas na seção 4.2). Os pesos adotados são a média das respostas de todos os entrevistados, ajustados para o múltiplo de 0.25 mais próximo. Por exemplo, 3.11 foi arredondado para 3, enquanto 3.67 se tornou 3.75. Esse arredondamento serve unicamente para facilitar a visualização dos quesitos com maior e menor peso – ele não altera o ordenamento das notas finais dos paradigmas.

Assim, “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes” e “Robustez a poder de mercado” levam os maiores pesos (3.75), refletindo a alta importância dada a eles nas entrevistas. São dois quesitos com as mesmas notas: quatro para o paradigma “por custos puro”, três para o “por custos adaptado”, dois para o “por ofertas adaptado” e zero para o “por ofertas puro”. Assim, o alto peso favorece mecanismos que deem ao operador maior poder para controlar comportamentos adversos e abusivos dos participantes do mercado.

Por outro lado, os menores pesos também são dados a quesitos em que os paradigmas baseados em custos levam vantagem: “Minimização do impacto da transição” e “Representação de correlações informacionais” têm peso 2.5. Há ainda três vantagens dos paradigmas por ofertas que foram consideradas importantes para o contexto brasileiro, recebendo peso 3.25 (maior que a média, que é

²⁶ A média carrega mais informação que a mediana. Por exemplo, a mediana de “Clareza dos critérios operativos” é idêntica à de “Extração da informação descentralizada”. Mas olhando os gráficos na Figura 1, o segundo parece ser mais importante para os entrevistados, algo que se reflete na média.

3.11, mas ainda longe da maior nota que foi 3.75): “Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica”, “Extração da informação descentralizada” e “Segurança de suprimento ante erros do operador”.

A nota final de paradigma, mostrada na última linha, agrega as notas individuais de cada quesito: multiplica-se cada nota pelo peso do respectivo quesito e somam-se os produtos. O paradigma com maior nota (82) foi o paradigma baseado em ofertas adaptado, seguido de perto pelo paradigma baseado em custos adaptado (nota 80). A diferença entre o segundo (por custos adaptado) e o terceiro colocado (por ofertas puro) é maior, de seis pontos. Seis pontos também distanciam o terceiro do último colocado (por custos puro, que tem nota 68).

Tabela 24: Tabela-síntese com os resultados da análise

Quesito	Peso	Paradigma			
		Por custos puro	Por custos adaptado	Por ofertas adaptado	Por ofertas puro
Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica	3.25	1	2	3	4
Extração da informação descentralizada	3.25	0	2	3	4
Representação de correlações informacionais	2.5	4	4	2	1
Robustez a poder de mercado	3.75	4	3	2	0
Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas	3	4	4	3	1
Extração da aversão a risco do mercado	3	0	1	4	3
Segurança de suprimento ante erros do operador	3.25	0	1	2	4
Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes	3.75	4	3	2	0
Minimização do impacto da transição	2.5	4	4	1	1
Robustez a lobbies e grupos de interesse	3	0	1	2	3
Clareza dos critérios operativos	3	1	1	2	3
Agregado		68	80	82	74

Portanto, a partir das preocupações levantadas pelos especialistas nas entrevistas e de uma análise de vantagens e desvantagens dos paradigmas, a metodologia aponta uma preferência pelo paradigma baseado em ofertas adaptado. De fato, analisando a Tabela 24, ele é o que mostra o maior equilíbrio entre os quesitos: suas notas são sempre 2 ou 3, exceto por dois quesitos, a saber, “Minimização do impacto da transição”, que é um quesito de baixo peso, no qual tem nota 1; e “Extração da aversão a risco do mercado”, que é o único quesito em que este paradigma mostra melhor performance frente a todos os outros.

A análise, inclusive, parece mostrar predileção pelos paradigmas mais equilibrados, já que o “por custos adaptado” é o segundo colocado. Esses paradigmas não são os “claros favoritos” ou “claros preteridos”

em nenhum quesito particular²⁷ – a exceção, como dito, é o quesito “Extração da aversão a risco do mercado” – mas comprometem alguns objetivos (por exemplo, “Robustez a poder de mercado”) para melhorar a performance em outros.

Antes de seguir para a análise de sensibilidades, vale uma nota acerca de limitações metodológicas. Talvez a limitação mais óbvia seja a pequena amostra de entrevistados utilizada para calibração dos pesos. As sensibilidades realizadas na seção 5.3.4 mitigam este problema, ao menos parcialmente. Veremos que a preferência pelos paradigmas adaptados é uma conclusão bastante robusta. Uma limitação mais fundamental é que esta metodologia não responde diretamente à pergunta mais importante para um regulador que precise tomar uma decisão acerca de um dos quatro paradigmas: “qual paradigma levaria a maior eficiência econômica, se implementado no Brasil?” Eficiência é um conceito bastante preciso em economia, e quantificável [90], mas estimar qual seria esse valor para cada um dos paradigmas estudados é uma tarefa árdua, que será prevista para ser endereçada no relatório e.10.r deste trabalho. Mesmo no relatório e.10.r, esta análise da eficiência econômica provavelmente será acompanhada de ressalvas, e aplicá-la antes de finalizar a análise deste relatório seria impossível – envolveria, por exemplo, estimar numericamente não só os custos operativos do sistema sob cada um dos paradigmas (incluindo em cenários extremos), mas também os custos da transição (para o operador e empresas), os impactos em custos de investimento no longo prazo, eventuais impactos sobre outros setores da economia, as perdas de bem-estar com atividades de *rent-seeking*, etc.

A metodologia usada neste relatório é uma forma de contornar essas dificuldades: ela lista vários quesitos que influenciam na eficiência econômica de um paradigma, analisa eles individualmente e depois constrói um *ranking* baseado nestas análises individuais. Não é, portanto, uma metodologia perfeita, mas é ao menos factível, e pode levar a insights importantes a agentes de mercado e instituições do setor. E esta metodologia tem a vantagem de ser muito semelhante ao modo como decisões são tomadas por seres humanos: geralmente, decisores fazem uma balança de vantagens e desvantagens de cada opção e depois analisam quais desses pontos são mais relevantes.

5.3.4.SENSIBILIDADES

Uma sensibilidade interessante é considerar, dentre os entrevistados, somente aqueles que se mostraram mais favoráveis à formação de preços por custos ou os mais favoráveis à formação de preços por ofertas. Isso permite compreender os quesitos mais valorizados pelos dois grupos, além de fornecer dois casos extremos e opostos, que ajudam a analisar a robustez dos resultados.

Assim, foram selecionados três dos entrevistados de modo a maximizar a nota do paradigma “por custos puro” (em comparação aos outros paradigmas). A terceira coluna da Tabela 25 (“Opiniões mais favoráveis a custos”) mostra o resultado: o peso de cada quesito é a média das respostas dos três entrevistados selecionados. Nas últimas linhas da tabela, são mostradas as notas finais, resultado de somar os produtos dos novos pesos pelas notas da seção 4.2. O mesmo exercício foi feito no caso oposto, selecionando os três entrevistados que maximizam a nota do paradigma “por ofertas puro” e seus resultados são mostrados na quarta coluna (“Opiniões mais favoráveis a ofertas”). Os pesos e notas do caso de referência (mesmos da Tabela 24) também são colocados para comparação.

²⁷ Por “claro favorito” em um quesito queremos dizer que ele domina todos os outros paradigmas naquele quesito: sua nota no quesito é *estritamente* maior que a de todos os outros. “Claro preterido” tem significado análogo.

As notas finais mostram que, na sensibilidade “Opiniões mais favoráveis a custos”, os dois paradigmas “adaptados” seguem sendo os dois prediletos, mas a ordem se inverte em relação à “Referência”. O paradigma “por custos adaptado” passa à primeira posição do *ranking*. A ordem dos paradigmas “puros” também se inverte: o “por custos puro” passa à frente do “por ofertas puro”, ficando em terceiro e quarto lugares, respectivamente. A diferença entre os paradigmas “puros” e “adaptados” (ou seja, a diferença entre o segundo e terceiro colocados), entretanto, segue alta.

Na sensibilidade “Opiniões mais favoráveis a ofertas”, o ordenamento de paradigmas é o mesmo que no caso de referência, mas há uma distância maior entre o paradigma “por ofertas adaptado” (primeiro colocado) e o “por custos adaptado” (segundo). O paradigma “por ofertas puro” (terceiro) fica próximo do segundo colocado.

Tabela 25: Resultados das sensibilidades

Quesito	Pesos das sensibilidades		
	Referência	Opiniões mais favoráveis a custos	Opiniões mais favoráveis a ofertas
Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica	3.25	3	3.25
Extração da informação descentralizada	3.25	3.75	3.25
Representação de correlações informac.	2.5	3	2.25
Robustez a poder de mercado	3.75	3.75	3.75
Robustez a externalidades em cascatas	3	3.75	3
Extração da aversão a risco do mercado	3	2.75	4
Segurança de suprimento ante erros do operador	3.25	2.75	3.25
Seg. de sup. ante comport. adversos dos agentes	3.75	4	3.25
Minimização do impacto da transição	2.5	2.25	2.75
Robustez a lobbies e grupos de interesse	3	2	3.75
Clareza dos critérios operativos	3	2.75	3
Nota: custos puro	68 (4º)	73 (3º)	66 (4º)
Nota: custos adaptado	80 (2º)	83 (1º)	80 (2º)
Nota: ofertas adaptado	82 (1º)	81 (2º)	86 (1º)
Nota: ofertas puro	74 (3º)	70 (4º)	79 (3º)

Para facilitar a comparação entre as sensibilidades e o caso de referência, colorimos na Tabela 25 (para estes três casos) as notas maiores ou iguais a 3.5 de vermelho (quesitos mais relevantes de cada sensibilidade), e as menores ou iguais a 2.5 de azul (menos relevantes). Nota-se que as duas maiores diferenças entre o grupo de entrevistados mais favorável a custos auditados e o grupo mais favorável a ofertas estão nos quesitos “Robustez a lobbies e grupos de interesse” e “Extração da aversão a risco do mercado”. Estas duas vantagens de paradigmas por ofertas foram bastante valorizadas por seus “defensores” nas entrevistas (recebem o peso máximo, quatro, ou próximo a isso, na sensibilidade favorável a ofertas) e menos por seus “opositores” (recebem nota 2 e 2.75, respectivamente, na sensibilidade favorável a custos).

Outros três quesitos com uma diferença significativa entre as duas sensibilidades (diferença de 0.75) são “Representação de correlações informacionais”, “Segurança de suprimento ante comportamentos adversos dos agentes” e “Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas”. Neste caso, os três foram são vantagens dos paradigmas “por custos” (puro e adaptado), que foram bem mais valorizados na sensibilidade “Opiniões mais favoráveis a custos”.

Vale lembrar da discussão da seção 5.2 que os três quesitos de menor consenso entre os especialistas entrevistados foram “Robustez a lobbies e grupos de interesse”, “Robustez a externalidades em cascatas hidrelétricas” e “Extração da aversão a risco do mercado”. Os três quesitos estão entre os que acabamos de mencionar como diferenciais das duas sensibilidades. Assim, a análise demonstra que a importância dada a esses quesitos pelo tomador de decisão pode impactar sua escolha por um ou outro paradigma.

Há um grande número de sensibilidades adicionais que poderiam ser testadas, mas de um modo geral as sensibilidades apresentadas na Tabela 25 refletem bem o espaço de possibilidades que pode ser alcançado com ponderações “razoáveis” dos entrevistados. Em particular, nota-se que, embora tenham sido atribuídos às respostas dos entrevistados (importância alta, média e baixa) pesos numéricos específicos (quatro, três e dois, respectivamente), mudanças nesta escolha de atribuição numérica²⁸ teriam pouco efeito sobre a ordenação: na verdade, é possível provar matematicamente que, com as notas dadas na seção 4.2 e as respostas dos entrevistados, quaisquer outros valores de pesos manteriam o paradigma baseado em ofertas com adaptações em primeiro e o baseado em custos com adaptações em segundo. Concluímos, portanto, a partir das sensibilidades apresentadas que os dois paradigmas “adaptados” apresentam melhor performance frente aos outros, e que este resultado é bastante robusto. Entretanto, a escolha entre “custo adaptado” e “ofertas adaptado” varia conforme os pesos atribuídos a cada quesito.

5.4. CONCLUSÃO DA ANÁLISE COMPARATIVA

Em última análise, a decisão sobre o modelo a ser adotado pelo Brasil deve ser informada por um debate amplo entre instituições setoriais, governo, e a sociedade em geral. A análise realizada oferece uma base sólida (ainda que preliminar) para este debate, revelando as vantagens e desvantagens de cada possível escolha e a opinião de especialistas acerca dos objetivos mais importantes no contexto brasileiro. Ao longo de etapas subsequentes do Projeto Meta II Formação de Preço, espera-se dar continuidade a estas discussões e desenvolvimentos, envolvendo tanto a especificação mais detalhada de elementos de desenho quanto o envolvimento de instituições chave do setor elétrico e agentes de mercado nestas discussões e tomada de decisão.

²⁸ Desde que o valor para “alta” seja maior que o valor para “média” e este maior que o para “baixa”, o que é natural.

A análise comparativa apresentada na seção 5.3 sugere uma preferência por paradigmas adaptados, que oferecem melhor equilíbrio entre os quesitos. Em todas as sensibilidades feitas, o paradigma “por ofertas adaptado” obteve maior nota que o “por ofertas puro”, demonstrando que mecanismos para mitigar desvantagens deste paradigma puro – como poder de mercado e segurança de suprimento a comportamentos adversos dos agentes, quesitos identificados como sumamente importantes nas entrevistas – são potencialmente benéficos no caso de migração para um mercado por ofertas no Brasil. Da mesma forma, o paradigma “por custos adaptado” obteve maior nota que o “por custos puro”, mostrando que criar mecanismos para extrair informação dos agentes de forma mais acurada e dinâmica seria interessante no contexto de aperfeiçoamentos ao paradigma por custos no Brasil.

Entretanto, a escolha entre “custo adaptado” e “ofertas adaptado” não é trivial e varia segundo os pesos atribuídos a cada quesito, conforme analisado na seção 5.3.4. Em particular, a preferência por um ou outro modelo depende substancialmente da valorização de quesitos como a “robustez frente a externalidades em cascatas hidrelétricas”, “robustez frente a pressões de grupos de interesse”, e “capacidade de extrair a aversão a risco do mercado”. Portanto, os tomadores de decisão devem pesar a importância desses elementos frente aos objetivos estratégicos do setor elétrico brasileiro.

A recomendação deste relatório é que o país analise mais a fundo paradigmas de formação de preço e despacho “híbridos” – já que a análise demonstra que a incorporação de mecanismos e características que mitiguem as desvantagens dos modelos “puros” emerge como uma estratégia promissora para alcançar um mercado elétrico mais robusto e alinhado com os interesses nacionais. Essa recomendação irá guiar os próximos relatórios do projeto:

- O relatório e.2.r2 (“Propostas preço por custo”) realizará propostas para aperfeiçoamento do mercado elétrico brasileiro seguindo a formação de preços por custos auditados. Nessas propostas, devido às conclusões desta seção, provavelmente serão incluídas recomendações de incorporação de alguns elementos de mercados baseados em ofertas, que sejam convenientes para aumentar o poder de extração da informação descentralizada, sem, contudo, abrir mão da coordenação central do operador.
Mais uma vez, vale destacar que o objetivo da análise deste relatório é somente comparar os principais prós e contras de diferentes estratégias conceituais de desenho de mercado; enquanto no relatório e2r2 o objetivo é de fato desenhar o melhor mecanismo (ou tão bom quanto possível) de formação de preços “por custos” para o Brasil. Portanto, é possível (e até provável) que a proposta do relatório e2r2 seja distinta da que foi definida originalmente na Tabela 6 (vide Capítulo 3), o que será explorado em mais detalhes no relatório.
- Igualmente, o relatório e6r deste projeto (“Proposta de mecanismo preço por oferta”) delineará uma proposta para introdução da formação de preços por ofertas no Brasil. Provavelmente será recomendada a introdução de elementos “híbridos” mais usuais em mercados baseados em custos, por exemplo com o objetivo de reduzir os riscos de segurança de suprimento e de poder de mercado, que identificamos como relevantes. Novamente, a recomendação do relatório e.6.r poderá ser construída de forma totalmente independente e não há nenhum compromisso de que o desenho recomendado tenha qualquer similaridade com os elementos definidos na Tabela 8, já que serão avaliadas cuidadosamente as combinações de escolhas e mecanismos mais adequadas à realidade brasileira.

6. Iniciativas de desenho paralelas

Este capítulo trata de possíveis interações entre as decisões de paradigma de desenho discutidas até aqui (no espectro de possibilidades de implementação de mecanismos “por custo” VS “por oferta”) com outras potenciais iniciativas de desenho “paralelas” que não estão incluídas no escopo central deste projeto.

Na seção 6.1, fazemos uma discussão inicial a respeito dos objetivos e limitações das análises deste capítulo, destacando que uma análise detalhada das iniciativas paralelas não é o objetivo central do projeto, sendo aprofundadas no estudo apenas quando consideradas essenciais. Na seção 6.2, é discutida a relação entre o mercado de curto-prazo e os mercados de longo-prazo, incluindo contratos *forward*, mecanismos de confiabilidade e mecanismos de incentivo a renováveis. Na seção 0, apresentamos definições de cada iniciativa paralela, e na seção 6.4, apresentamos um diagnóstico das sinergias entre a escolha de paradigma de desenho “por custo” e “por oferta” e estas iniciativas paralelas, tomando como base entrevistas com especialistas.

6.1. CONSIDERAÇÕES E RESSALVAS

Na discussão apresentada ao longo de todo este relatório sobre o desenho de mecanismo de formação de preço da eletricidade, foi colocada ênfase sobre o tema específico da dicotomia entre os mecanismos “por custo” e “por ofertas”, conforme introduzido no Capítulo 3. É importante destacar que apenas este elemento em particular já corresponde a um tema bastante ambicioso e multifacetado, como ilustrado pelas análises apresentadas ao longo deste relatório, e que foge ao escopo deste projeto realizar uma exploração detalhada de todas as possíveis iniciativas de aprimoramento de desenho de mercado de eletricidade no Brasil.

Isto dito, é uma realidade que as discussões a respeito de outras iniciativas de aprimoramento de desenho no Brasil estão sendo realizadas em paralelo com o objetivo de melhorar a eficiência, a sustentabilidade, e a resiliência do sistema elétrico, e que pode haver uma componente de *interação* ou *complementariedade* relevante entre estas iniciativas de aperfeiçoamento “paralelas” e a alteração no paradigma de formação de preços que é objeto deste trabalho (provavelmente na direção de um mecanismo “por custo adaptado” ou “por oferta adaptado”, como indicado na seção 5.4). Embora esta componente de interação possa ser relevante (e por isso é objeto deste capítulo), estas iniciativas podem ser implementadas em qualquer paradigma e em qualquer ordem – não há nenhum empecilho, por exemplo, às seguintes situações:

- Uma iniciativa de desenho paralela poderia ser implementada no modelo de mercado brasileiro atual (“por custos”), e depois pode ser feita uma migração a um novo modelo de mercado (“por custo adaptado” ou “por oferta adaptado”) que preserve esse aprimoramento paralelo;
- Seria possível trabalhar toda a transição do paradigma de formação de preços do Brasil para o novo modelo sem contemplar a iniciativa de desenho paralela, e posteriormente realizar uma reforma adicional que a incorpore.

Levando em consideração esta natureza das iniciativas paralelas, a metodologia adotada para este relatório foi de realizar uma análise *limitada* de algumas iniciativas de desenho selecionadas (vide seção 0), sempre com foco na interação com o paradigma de formação de preços “por custo” ou “por oferta”, e com o entendimento de que apenas iniciativas paralelas essenciais serão desenvolvidas em relatórios posteriores – visto que a ênfase central deve estar no desenho do mecanismo de formação de preços “por custos adaptado” (a ser desenvolvido no relatório e.2.r2) e no desenho do mecanismo de formação

de preços “por ofertas adaptado” (a ser desenvolvido no relatório e.6.r).

Caso alguma iniciativa paralela seja considerada essencial para o bom funcionamento do mecanismo por custo adaptado ou por oferta adaptado, será realizada a devida exploração no decorrer do projeto sempre que se identifique essa necessidade, visto que, nesta situação, haverá uma motivação adicional para que os consultores contemplem este elemento de desenho como parte das suas recomendações no relatório em questão. Entretanto, iniciativas de desenho paralelas que sejam consideradas apenas “desejáveis” não devem ter este tratamento – já que (ao menos em princípio) não há qualquer empecilho à implementação em diferentes “fases” destas reformas no mecanismo, e permitindo assim o foco maior no tema central do projeto, que é o paradigma de formação de preços. De toda forma, haverá espaço para esta discussão (inclusive envolvendo instituições do setor, agentes de mercado, e a sociedade) ao longo do período de elaboração desses entregáveis futuros.

6.2. DINÂMICA COM MERCADOS DE LONGO PRAZO

Antes de discutir iniciativas paralelas ao paradigma de formação de preços, mas ainda relacionadas ao mercado de curto-prazo, é importante ressaltar que as decisões tomadas neste contexto possuem impactos importantes também na dinâmica de outros produtos e mercados de mais longo-prazo – como, por exemplo, contratos *forward*, mecanismos de confiabilidade e mercados de incentivo a renováveis.

Os contratos, bilateralmente negociados ou concedidos através de procedimentos licitatórios, possuem relação bastante direta com o mercado curto-prazo, visto que o preço *spot* é o principal *driver* para os valores praticados nestes acordos. Estes mercados estão intrinsecamente ligados por serem, ambos, ambientes de comercialização do produto eletricidade. Por conta disso, os agentes, ao buscarem contratos para mitigar suas exposições às incertezas e volatilidade dos preços de curto-prazo, negociam valores que consideram compatíveis com as suas expectativas de receitas (ajustadas a risco) em caso de venda da energia no mercado *spot*, que é o custo de oportunidade de vendê-la em contratos – explicando, assim, a íntima relação entre esses mercados. Além disso, preços e quantidades do mercado de curto-prazo são as bases para o cálculo de diferenças contratuais – isto é, as diferenças entre os montantes contratados e os montantes de geração/consumo alocados a cada agente no mercado de curto-prazo são liquidadas ao preço calculado neste mercado pelo modelo. Cabe destacar que, no caso de adoção de liquidação dupla e/ou mercados intradiários (vide seções 6.3.1 e 6.3.2), tipicamente se seleciona uma das iterações de mercado (por exemplo, a programação do despacho feita no dia anterior) para calcular essas diferenças. Ainda, em termos de liquidez e volumes transacionados, há dependência de uma série de características regulatórias dos mercados, que não necessariamente estão relacionadas ao paradigma de formação de preços adotado.

Mecanismos de confiabilidade e produtos de incentivo à penetração renovável (como, por exemplo, certificados de energias limpas) possuem relação menos íntima com o mercado de curto-prazo, mas ainda são afetados indiretamente pelo seu desenho e resultados. Por exemplo, pode-se argumentar que a remuneração exigida por geradores através destes produtos complementares é afetada pelas receitas advindas do mercado *spot*: quando maior a renda com venda de energia, menor a remuneração requeria por meio de outros produtos para viabilizar o projeto. Além disso, pagamentos por confiabilidade (tipicamente proporcionais à contribuição de cada gerador para a segurança do suprimento) e por produtos “verdes” variam a depender da natureza tecnológica dos ativos e, portanto, podem impactar a competitividade relativa entre as fontes. Isto, por sua vez, afeta o *mix* de expansão da capacidade de geração do sistema, o que possui efeito direto nos preços de curto-prazo (em termos de nível de preços e de perfil diário/sazonal). Portanto, apesar de não ser uma conexão tão imediata quanto no caso de contratos *forward*, esses produtos complementares também possuem relações, ainda que um pouco

mais indiretas, de interdependência com o mercado de curto-prazo.

6.3. INICIATIVAS PARALELAS

Foram selecionados para análise onze possíveis aprimoramentos ao desenho de mercado brasileiro, dentre as possibilidades que interagem mais profundamente com a escolha do paradigma de formação de preços:

1. Introduzir liquidação dupla
2. Introduzir liquidações intradiárias
3. Revisar o detalhe temporal de preços
4. Revisar o detalhe de espacial de preços
5. Unificar os modelos para formação do preço e do despacho
6. Reduzir o preço-piso e aumentar o preço-teto
7. Criar produtos para reserva de curto prazo
8. Introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico
9. Revisar o critério de desempate no despacho
10. Refinar os modelos de participação da demanda
11. Permitir ofertas virtuais

6.3.1. INTRODUIR LIQUIDAÇÃO DUPLA

Atualmente, no Brasil, o preço da energia é calculado no dia anterior à operação, como resultado da execução do modelo DESSEM. Existe uma única liquidação, em que o consumo e geração efetivamente medidos, após a operação (*ex-post*), são liquidados a esse preço determinado *ex-ante*.

Esse tipo de liquidação possui debilidades já no contexto brasileiro atual, de um paradigma “por custos”. Como a programação realizada no dia anterior não cria obrigações financeiras, os agentes podem alterar o seu comportamento entre o dia anterior e a operação em tempo real. Por exemplo, podem declarar-se indisponíveis se não estiverem satisfeitos com o resultado financeiro previsto na simulação do DESSEM; ou esperarem até o último momento para comunicar sua indisponibilidade, mesmo sabendo que há altas chances de não conseguirem gerar (por falhas ou outras questões). No caso de produtores não-despachados centralmente, eles podem (se tiverem algum controle sobre seu perfil horário, como é o caso de algumas PCHs e de alguns geradores distribuídos) mover sua geração para as horas em que o preço *ex-ante* é maior.

Isso cria oportunidades de manipulação do mercado e distorce o cálculo de preços (já que o preço é calculado *ex-ante* em base a declarações de disponibilidade que podem ser diferentes das reais). Ainda mais importante, pode comprometer os objetivos da programação do dia anterior, que são: otimizar as decisões de *unit commitment*, subsidiar as decisões de operação para em tempo real e oferecer preditores adequados. O operador pode tomar decisões subótimas, por não contar com os dados de disponibilidade mais precisos possíveis.

Em um paradigma por ofertas, esses problemas seriam muito amplificados. O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico levantou, em 2002, a preocupação de que esse formato de liquidação (liquidação única com precificação vinda do dia anterior) seja até incompatível com um mercado por ofertas, podendo comprometer a eficiência da operação [39]. Isso porque os geradores e consumidores têm muito mais flexibilidade para alterar suas declarações (via ofertas) de modo a manipular preços no dia anterior, com a garantia de que esta ação não gera compromissos físicos ou financeiros de entrega (ou compra) de energia. Alguns exemplos simples: consumidores poderiam declarar quantidades no dia

anterior muito abaixo de suas expectativas reais de consumo, para reduzir o preço; solares e eólicas poderiam ofertar geração também abaixo de suas expectativas, com o intuito de aumentar preços. A programação da operação seria fruto das tentativas dos agentes de maximizar lucros, ao invés de corresponder às reais percepções dos agentes sobre as condições operativas do sistema, amplificando os problemas para a previsibilidade do despacho e adequabilidade de suprimento.

A liquidação dupla resolve as debilidades apontadas, tanto no paradigma por custos quanto por ofertas. Neste tipo de liquidação, existe um mercado operado no dia anterior à operação, em que a programação do operador calcula o preço e as quantidades (de geração e demanda) a serem liquidadas, e um mercado de balanço (também chamado mercado em tempo real), em que desvios entre a geração (ou consumo) real e prevista são liquidados a outro preço – calculado pelo operador em base às condições efetivamente observadas do sistema. Como a programação feita no dia anterior gera obrigações financeiras para os agentes, estes passam a ter incentivos econômicos a submeter informações mais precisas ao operador. Nesse sentido, renováveis e consumidores também são incentivados a investir em tecnologias e métodos que melhorem suas previsões de geração e carga.

Outra vantagem da liquidação dupla para o Brasil é uma eventual redução de encargos por restrições operativas, já que desvios entre o tempo real e a programação do dia anterior, que hoje são remunerados através de encargos, passariam a ser liquidados no mercado de balanço [42].

A adoção de um mecanismo de liquidação dupla (ou múltipla, como tratado na próxima seção) é uma tendência internacional, reforçada pela crescente inserção de fontes renováveis e de geração distribuída – e consequente necessidade de melhorar previsões e a otimização de recursos flexíveis. Dos mercados “por ofertas” estudados no relatório e.3.r (“Diagnóstico internacional: preço por oferta”) deste projeto, somente Colômbia, Nova Zelândia e MER possuem liquidação única (ver Tabela 26) – entretanto, o último possui um mecanismo de reconciliação que lembra bastante a dupla liquidação. Na Nova Zelândia e Colômbia, o preço é calculado *ex-post* – não *ex-ante*, como no Brasil. Na Colômbia, já há estudos oficiais reconhecendo a existência de debilidades do mecanismo atual e propondo a liquidação dupla [91].

Já em relação aos mercados “por custos” avaliados no relatório e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: preço por custo”), apenas o México possui um mecanismo de liquidação dupla, justamente o país de mais recente liberalização – o mercado *spot* mexicano começou a funcionar somente em 2016. Os outros (Chile, Coreia do Sul, El Salvador e Vietnã) possuem liquidação única. Destes, o único que calcula preços no dia anterior ao despacho (tal como o Brasil) é a Coreia do Sul – que entretanto tem estudado migrar para liquidação dupla [92]. Todos os outros calculam preços *ex-post*.

Tabela 26: Número de liquidações nos mercados analisados nos relatórios anteriores deste projeto.

Mercados “por custos”								
Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil			
Simple	Simple	Simple	Dupla	Simple	Simple			
Mercados “por ofertas”								
Colômbia	MER ¹	Espanha	Nordpool	Grã-Bretanha	Nova Zelândia	CAISO	PJM	ERCOT
Simple	Simple	Múltipla	Múltipla	Múltipla	Simple	Múltipla	Dupla	Dupla

¹ Mercado Elétrico Regional, que une países da América Central.

6.3.2. INTRODUZIR LIQUIDAÇÕES INTRADIÁRIAS

Além do mercado do dia seguinte e do mercado de balanço, é possível acrescentar outros mercados

entre os dois, por exemplo, mercados com alguns minutos ou algumas horas de antecedência ao despacho. Em cada iteração, o operador recalcula o preço e o despacho e liquida as diferenças entre a nova geração (e consumo) e a calculada na iteração anterior. Em mercados “por ofertas”, os agentes podem submeter novas ofertas a cada uma dessas iterações.

O objetivo de liquidações intradiárias é incentivar os agentes a informarem mudanças nas suas condições operativas ou expectativas, com antecedência suficiente para que o operador possa acionar (ou desligar) recursos que podem se tornar inacessíveis mais próximos do tempo real. Elas são especialmente vantajosas em mercados com muitos geradores semiflexíveis (cujo despacho pode ser alterado com poucas horas de antecedência, mas não em tempo real) e grande redução da incerteza à medida que se aproxima o tempo real (por exemplo, quando há muitas renováveis variáveis), pois permitem ao operador gradualmente alterar o despacho, à medida que as incertezas renováveis diminuem, fazendo uso eficiente da flexibilidade do sistema [40].

A desvantagem é o aumento do uso de recursos humanos e computacionais por parte do operador. Os ganhos também podem ser limitados se houver pouca diferença entre as informações disponíveis no dia anterior e no momento do mercado intradiário – nesse caso, em um mercado “por ofertas”, a maioria dos agentes faria a mesma oferta no dia seguinte e no mercado intradiário, com poucas diferenças no despacho e pouca liquidez do mercado intradiário.

Como visto na Tabela 26, liquidações intradiárias (múltiplas) são mais comuns em mercados “por ofertas” que “por custos”. Quando o operador é responsável por prever a demanda e a geração renovável (como é o caso do Brasil e de muitos, mas não todos, os mercados “por custos”), ele mesmo pode atualizar suas projeções e o despacho à medida que se aproxima do tempo real. Entretanto, em mercados “por ofertas”, essa responsabilidade é dos geradores e consumidores, e a forma mais natural de se permitir que estes atualizem o operador é introduzir mercados intradiários²⁹.

Em [40], levanta-se também a possibilidade de implementação de mercados vinculantes com antecedência superior a um dia, para decisões antecipativas em escalas de tempo mais longas, como um mercado na semana anterior ao despacho ou no mês anterior. Embora não seja algo usual em mercados globais, poderia ser interessante no Brasil para acomodar o *despacho antecipado*: uma opção dada a centrais a GNL (gás natural liquefeito) de fixar seu despacho com dois meses de antecedência, permitindo tempo hábil para encomenda de combustível. Consumidores também poderiam se aproveitar do mecanismo para tomar decisões mais drásticas de redução de carga, como a interrupção de processos comerciais e industriais.

6.3.3. REVISAR O DETALHE TEMPORAL DE PREÇOS

Desde janeiro de 2021, o Brasil passou a ter preços de eletricidade horários, substituindo os preços semanais por patamares de carga. Tal mudança melhorou a sinalização econômica aos agentes, promovendo novas estratégias de gestão de riscos por parte de geradores e consumidores e

²⁹ Haveria mecanismos alternativos em mercados por ofertas: por exemplo, o operador realizar projeções próprias de geração renovável e consumo entre o mercado do dia seguinte e de balanço e tomar decisões de *unit commitment* de plantas semi-flexíveis conforme tais projeções. Há debilidades: (i) as projeções do operador seriam provavelmente incoerentes com as ofertas dos agentes no dia anterior (por usar metodologias e expectativas distintas); (ii) a atuação do operador pode criar vieses e espaço para comportamentos estratégicos nocivos dos agentes. Outra alternativa seria permitir aos agentes enviarem previsões de renováveis e demanda, digamos, uma hora antes do despacho, mas sem criar um mercado *hour-ahead*. Entretanto, pela falta de uma obrigação financeira, os agentes podem não ter incentivos para submeter boas previsões nesse momento – e inclusive podem acabar usando a oportunidade para manipular os preços do *real-time*.

incentivando maior eficiência da geração e demanda.

A adoção do preço horário no Brasil se insere em uma tendência global: cada vez mais mercados estão aumentando o detalhe temporal de seus preços, na tentativa de melhorar a valoração e flexibilidade operativa dos sistemas diante da inserção crescente de fontes renováveis variáveis. Os entregáveis e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: preço por custo”) e e.3.r (“Diagnóstico internacional: preço por oferta”) deste projeto discutiram os exemplos do Vietnã, que em 2020 passou a adotar intervalos de 30 minutos para seus preços, substituindo o preço horário; e dos mercados europeus (mercado Ibérico e Nordpool), cujo preço hoje é horário, mas que devem reduzir sua resolução para 15 minutos a partir de 2025.

Tabela 27: Resolução temporal de preços nos mercados analisados nos relatórios anteriores deste projeto³⁰.

Mercados “por custos”								
Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil			
1h	1h	1h	1h	30 min	1h			
Mercados “por ofertas”								
Colômbia	MER ¹	Espanha ²	Nordpool ²	Grã-Bretanha	Nova Zelândia	CAISO	PJM	ERCOT
1h	1h	1h	1h	30 min	30 min	5 min	5 min	5 min

¹ Mercado Elétrico Regional, que une países da América Central.

² Deve passar a preços de 15 min a partir de 2025.

Nesse contexto, aumentar mais o detalhe temporal dos preços no Brasil (para preços de 30, 15 ou 5 minutos, por exemplo) poderia trazer ainda mais ganhos de eficiência, ao aproximar a realidade física e econômica do sistema e reduzir potenciais distorções econômicas. Isso se tornará cada vez mais verdade conforme a participação de eólicas e solares aumente no sistema. Essas vantagens podem ser ainda maiores no caso de adoção de um paradigma “por ofertas” no Brasil, já que as ofertas permitem ao operador capturar mudanças da demanda e das condições operativas em escalas de tempo pequenas – o que não significa que preços mais granulares já não poderiam trazer benefícios no paradigma brasileiro atual, “por custos”.

Por outro lado, há de se considerar o aumento de complexidade e dificuldade de implementação causados pelo aumento da frequência com que as contabilizações ocorrem, principalmente se a granularidade temporal diminuir abaixo de 30 minutos, que é a resolução atual do modelo DESSEM. Os ganhos de eficiência poderiam, a princípio, serem insuficientes para justificar um aumento de complexidade, principalmente levando em consideração que a existência de grandes reservatórios hídricos no sistema brasileiro reduz a volatilidade intra-horária de preços (os reservatórios funcionam como grandes baterias, que tendem a manter o preço mais regular ao longo do dia do que em países térmicos). Vale ressaltar, entretanto, que a experiência recente e de sucesso com a adoção do preço horário pode ser muito bem aproveitada para reduzir as dificuldades de implementação.

³⁰ Alguns destes possuem liquidações com diferentes granularidades temporais (por exemplo, o PJM tem preços horários para o mercado do dia seguinte e de 5 minutos no mercado em tempo real). Considerou-se, para esta tabela, a resolução temporal da liquidação mais próxima ao tempo real.

6.3.4. REVISAR O DETALHE ESPACIAL DE PREÇOS

Em mercados elétricos, os preços *spot* podem ter três tipos de resolução espacial: preço único, quando há somente um preço, aplicável em todas as barras do sistema; preço zonal, quando o sistema é dividido em zonas (que são conjuntos de barras) e há um preço diferente em cada zona; e preço nodal, quando cada barra possui um preço distinto. Se nunca houvesse congestão nas linhas de transmissão do sistema, então as três resoluções levariam ao mesmo resultado: um preço idêntico em todos os nós. Isto é, só há diferença de preços entre dois nós (ou duas zonas) se não for possível aumentar a geração em um nó (ou zona) para atender à demanda do outro.

A Tabela 28 mostra a resolução espacial dos preços nos mercados estudados nos entregáveis e.2.r1 (“Diagnóstico internacional: preço por custo”) e e.3.r (“Diagnóstico internacional: preço por oferta”). Os mercados estadunidenses, em um primeiro estágio de sua liberalização na década de 90, possuíam precificação menos granular, mas gradualmente migraram para um sistema zonal, sendo o ERCOT o último a fazê-lo, em 2010 [93]. Já a Nova Zelândia, por exemplo, adota preços nodais desde a criação do mercado atacadista, baseado em ofertas, em 1996. A Colômbia e Grã-Bretanha vem também estudando a implementação de preços nodais.

Tabela 28: Resolução espacial de preços nos mercados analisados nos relatórios anteriores deste projeto

Mercados “por custos”								
Chile	Coreia do Sul	El Salvador	México	Vietnã	Brasil			
Nodal	Zonal	Nodal	Nodal	Único	Zonal			
Mercados “por ofertas”								
Colômbia	MER ¹	Espanha	Nordpool	Grã-Bretanha	Nova Zelândia	CAISO	PJM	ERCOT
Único	Zonal	Zonal	Zonal	Único	Nodal	Nodal	Nodal	Nodal

¹ Mercado Elétrico Regional, que une países da América Central.

No Brasil, a precificação é zonal. As zonas são chamadas “submercados” e há quatro: Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte. É possível implementar preços mais granulares via aumento do número de submercados ou via adoção de preços nodais. As vantagens e desvantagens são essencialmente as mesmas de aumentar o detalhe temporal, como discutido na seção 6.3.3: aproximaria a realidade física e econômica (vantagem), mas haveria dificuldades de implementação e a complexidade do mercado aumentaria (desvantagens). Vale uma discussão mais detalhada acerca de alguns pontos:

- Uma das grandes vantagens de preços mais granulares é indicar onde investimentos são mais necessários e gerar incentivos econômicos para tal. Os geradores buscarão construir novas usinas em nós ou zonas que comprarão sua energia ao maior preço. O mesmo é válido para investimentos em transmissão, desde que as chamadas “rendas de congestão” sejam alocadas aos proprietários das linhas³¹.
- Uma outra vantagem para o Brasil seria a diminuição de encargos, já que o modelo de formação de preço usado pela CCEE (o DESSEM) passaria a considerar mais restrições na rede de

³¹ Rendas de congestão surgem quando há diferenças de preços entre as duas pontas de uma linha (devido à congestão dessa linha). O preço é maior na ponta consumidora (para a qual flui a energia) e menor na ponta geradora (de onde a energia sai), de modo que os consumidores pagam mais do que os geradores recebem. Esse adicional é chamado “renda de congestão”. Em muitos mercados elétricos (mas não no Brasil), ela é dada ao proprietário da linha congestionada, criando incentivos para que investidores busquem construir novas linhas em áreas mais congestionadas (onde lograrão maiores rendas de congestão).

transmissão – os preços estariam mais próximos da realidade física. No caso de adotar preços nodais, é inclusive questionável se faria sentido ter duas execuções distintas do DESSEM, uma para calcular o despacho (pelo ONS) e outra para calcular preços (pela CCEE). Esse tema é discutido na seção 6.3.5.

- No caso de paradigmas por ofertas, há um efeito ambíguo da resolução espacial sobre a existência de poder de mercado. Por um lado, pode-se argumentar que preços menos granulares aumentam a competição. Tomemos o exemplo de um mercado com preço único: uma usina que esteja em um nó congestionado tem pouco poder para aumentar o preço *spot*, já que o cálculo dos preços não levará em conta a congestão (se a usina aumentar muito o preço ofertado, o modelo não irá considerá-la no despacho e ela não formará o preço *spot*). Por outro lado, esta usina precisará ser despachada e, conseqüentemente, remunerada através de encargos. Aqui entra a oportunidade de manipulação: se uma usina sabe que vai ser despachada fora da ordem de mérito, ela pode alterar sua oferta para aumentar o encargo recebido. Segundo [93] isto ocorria quando a Califórnia adotava preços zonais – agravado ainda pelo fato de que usinas cujo despacho era reduzido devido a congestões também recebiam encargos *constrained-off*, apesar de não haver geração a ser remunerada – motivando os reguladores a usarem preços regulados para cálculos de compensação [93].
- Aumentar o detalhe espacial pode levar a um aumento da volatilidade de preços, devido a alterações de demanda e oferta entre os nós, exigindo mecanismos mais robustos de proteção contra flutuações por parte dos agentes.
- Há ainda outra dificuldade de implementação de preços mais granulares. Seria preciso definir o que ocorreria com contratos que estabelecem a compra e venda de energia nos submercados atuais. Esses contratos formariam um legado que poderia necessitar de mecanismos de transição, aumentar os custos envolvidos e gerar resistência pelos agentes.

Portanto, a adoção de preços nodais ou um aumento do número de submercados no Brasil devem ser estudados com mais profundidade, a fim de verificar se as vantagens superam as dificuldades de implementação citadas anteriormente.

6.3.5. UNIFICAR OS MODELOS PARA FORMAÇÃO DO PREÇO E DO DESPACHO

Atualmente, no Brasil, o modelo DESSEM é executado duas vezes no dia anterior ao despacho: primeiro pelo ONS, considerando restrições de rede dentro dos submercados, e depois pela CCEE, usando um deck de dados semelhante, mas desconsiderando tais restrições (além de outras menores diferenças). A execução do ONS é a base para a operação física do sistema – o ONS realiza alguns ajustes sobre os resultados do DESSEM, gerando o Programa Diário da Operação (PDO) –, enquanto a rodada da CCEE resulta nos preços dos quatro submercados. A dinâmica de discretização espacial dos preços foi tema de consulta pública no Brasil em 2019 e, com ponderação dos agentes, optou-se por adotar o paradigma atual de preços zonais (únicos dentro de cada submercado).

Destaca-se, no entanto, que ter uma única rodada do DESSEM para o cálculo tanto do preço como da programação física traria maior aderência do preço à realidade física do sistema, reduziria encargos (pois, hoje, inconsistências entre as saídas dos dois modelos são compensadas via encargos) e simplificaria processos. Além disso, quase toda diferença entre o modelo utilizado para calcular preços e a realidade física do sistema (como é o caso da não representação de redes de transmissão no modelo da CCEE) gera oportunidades para os participantes aumentarem seus lucros em prejuízo à eficiência da operação [94], principalmente no caso de um paradigma baseado em ofertas. Uma usina, sabendo que será despachada no modelo do ONS por conta de alguma congestão, irá alterar suas ofertas preço-quantidade em função desse fato.

Note que esta discussão está relacionada à da seção 6.3.4. A forma mais natural de se unificar os modelos de formação de preço e despacho envolve a adoção simultânea de preços nodais. Isto porque haveria uma única execução do DESSEM, considerando restrições de rede e uma restrição de balanço entre oferta e demanda para cada barra. Como o preço da energia é usualmente calculado como a variável dual das restrições de balanço, o DESSEM calcularia automaticamente os preços nodais.

Entretanto, há formas de um modelo detalhado, com representação da rede de transmissão, gerar preços zonais. O mercado elétrico sul-coreano recentemente fez o movimento de unificar os modelos de formação de preço e despacho, com uma representação detalhada da rede, e é um exemplo de como isso é possível. O operador coreano não calcula o custo como a variável dual das restrições de balanço por barra. Ao invés disso, toma o plano de geração para o dia seguinte (resultante do modelo), identifica, para cada hora, a usina operante de maior custo marginal, e o preço de cada zona é esse custo.

Há problemas com essa forma de precificação. Nem sempre o preço da energia deveria ser igual ao custo da térmica mais cara. Um exemplo, retirado de [95]: considere duas térmicas de 200 MW de capacidade, custos de 100 R\$/MWh e 300 R\$/MWh, e capacidade de rampa de 25 MW cada. Na primeira hora do dia, a demanda é 100 MWh, que pode ser atendida integralmente pelo gerador 1, mais barato, de 100 R\$/MWh. Na segunda hora, a demanda cresce para 130 MWh. Devido à restrição de rampa, o operador aumentará a geração do gerador 1 até 125 MWh e acionará o gerador 2 para gerar os 5 MWh restantes. O custo da térmica mais cara é, portanto, 100 R\$/MWh na hora 1 e 300 R\$/MWh na hora 2. Entretanto, o custo marginal *do sistema* na hora 1 é -100R\$/MWh (negativo) – o da hora 2 coincide com os 300 R\$/MWh da térmica mais cara. Isso porque aumentar em 1 MWh a demanda da hora 1 implica que o gerador 1 poderá gerar 126 MWh na hora 2, reduzindo a geração da térmica mais cara de 5 MWh para 4 MWh. Assim, haveria um custo adicional de 100 R\$ na hora 1, mas uma economia de 200 R\$/MWh na hora 2 – o saldo seria que a operação ficaria 100 R\$ mais barata, donde se explica o custo marginal de -100 R\$/MWh. Se o preço cobrado do consumidor é -100R\$/MWh, ele tem o incentivo correto de aumentar a sua demanda naquela hora; se o preço é 100 R\$/MWh (como seria no sistema de precificação da Coreia do Sul), ele tem o incentivo inverso.

Há outros modos de se obter preços zonais com um modelo unificado³², embora não caiba no escopo deste relatório uma discussão mais detalhada. Vale observar, entretanto, que muitos desses modos³³ implicam que um gerador acionado não por ser o mais barato, mas por estar em um nó congestionado, acabaria definindo o preço de toda a zona (não somente do nó, como ocorreria no caso de preços nodais). Isso significa uma preocupação maior com poder de mercado, especialmente no paradigma de formação de preços por ofertas.

6.3.6. REDUZIR O PREÇO-PISO E AUMENTAR O PREÇO-TETO

A definição de preços-teto e preços-piso em mercados elétricos pode atender a diversos objetivos:

- Prevenção a poder de mercado, especialmente em sistemas com formação de preços baseada

³² Um outro exemplo: suponha uma zona com dois nós. Seja g_1 e g_2 a geração nos nós 1 e 2; e f_{12} o fluxo do nó 1 para o nó 2. A demanda no nó 1 é 4 MWh e a demanda no nó 2 é 6 MWh. Isso poderia ser representado por três restrições no modelo de otimização:

$$g_1 - f_{12} = 0.4 \times d \quad (1); \quad g_2 + f_{12} = 0.6 \times d \quad (2); \quad d = 10 \quad (3)$$

A variável dual da restrição (3) poderia ser usada como um preço zonal.

³³ Incluindo o da Coreia do Sul e o apresentado na nota de rodapé 21. Vale notar que a Coreia segue um paradigma baseado em custos auditados.

em ofertas. Isto é, evitar que geradores declarem preços excessivamente altos ou que consumidores declarem preços excessivamente baixos;

- O preço-teto define o que ocorre caso a curva de oferta e de demanda não se cruzem. Isto é, em horas em que a capacidade de geração no sistema não é suficiente para atender a demanda;
- Alguns mercados explicitam o objetivo de preservar a solvência do mercado e de seus agentes, que poderiam ser colocadas em risco pela presença ou persistência de preços excessivamente altos ou negativos.

Entretanto, a fixação de um preço-teto abaixo do custo marginal de operação, ou um preço-piso acima deste, impede que os preços reflitam os custos marginais reais. Tal cenário conduz a ineficiências operacionais e a uma sinalização econômica falha (particularmente sob o paradigma baseado em ofertas, como veremos em breve). Por exemplo, limitar o preço durante o horário de pico de demanda desincentiva investimentos em capacidade para atendimento a esses períodos críticos – o preço-teto pode ser insuficiente para remunerar investimentos em nova capacidade.

Similarmente, um preço-piso elevado pode resultar em ineficiências ao não promover a utilização ótima de recursos. Considere, por exemplo, duas horas consecutivas com custos marginais de operação de 5 R\$/MWh e 100 R\$/MWh. Com um preço-piso estabelecido em 150 R\$/MWh, os consumidores pagariam o mesmo valor em ambas as horas, eliminando incentivos para ajustar o consumo de energia da hora de custo maior para a de custo menor – o que traria uma economia de 95 R\$/MWh para o sistema. Se ele tiver de tomar uma decisão, por exemplo, da hora de carregar seu veículo elétrico, não há por que esperar que ele o carregue na hora de menor custo marginal. Um problema similar atinge a operação de baterias: idealmente, elas poderiam carregar na hora mais barata e descarregar na hora mais cara. No entanto, o preço-piso elevado remove o incentivo econômico para esse tipo de operação estratégica.

Como mostra o exemplo, preços-piso elevados encarecem o custo de compra da energia, reduzindo a atratividade econômica de tecnologias como veículos elétricos, sistemas de armazenamento (como baterias), resposta da demanda, eficiência energética e flexibilidade operativa. Isso pode desestimular o investimento em soluções inovadoras e sustentáveis para o sistema. Mesmo um preço-piso nulo pode ser ineficiente, já que restrições de inflexibilidade podem gerar horas de custo marginal negativo, como mostrou o cenário hipotético discutido na seção 6.3.5, de duas térmicas com restrições de rampa.

No caso de um paradigma de formação de preços por ofertas, os argumentos para adoção de uma limites de preço menos estritos são ainda maiores. No caso de um preço-piso maior que zero, geradores de energia renovável que poderiam ofertar energia a custos marginais próximos a zero (ou até negativos, como ocorre em mercados em que há subsídios ou créditos de carbono) são desincentivados a fazê-lo, pois o mercado não reflete adequadamente seus custos de produção. Além disso, estabelecer um preço-teto muito baixo pode comprometer a segurança de suprimento do sistema, como exemplifica [22]:

Um agente tomador de preços detém 100 GWh no seu reservatório virtual, sabendo que há apenas duas possibilidades para o período seguinte: (i) com probabilidade 90%, haverá a chegada de uma afluência muito elevada ao sistema, fazendo com que o preço de equilíbrio do sistema caia a zero; e (ii) com probabilidade 10%, haverá uma grande escassez no sistema, chegando a provocar um pequeno déficit de energia (de modo que o custo marginal do sistema é igual ao custo do déficit). Admitindo que o custo do déficit nesse sistema hipotético é de 2000 \$/MWh e que o preço de equilíbrio é igual ao custo marginal do sistema, nota-se que no período atual, antes de conhecer qual seria realização das afluências, o agente estaria disposto a vender os seus créditos armazenados no reservatório virtual a um preço de $10\% \times 2000 = 200$ \$/MWh. [...] este preço de oferta é também ótimo do ponto de vista sistêmico, pois o efeito marginal de

se manter uma unidade adicional armazenada no reservatório é justamente o de reduzir o corte de energia na eventualidade [...] de déficit (que ocorre com probabilidade de 10% e que possui um custo social de 2000 \$/MWh). Tem-se, portanto, um mercado baseado em ofertas eficiente [...].

Analisemos agora o que ocorre quando um preço-teto de 500 \$/MWh é introduzido. Nota-se que a decisão do agente ainda é a mesma: ele ainda prevê as mesmas probabilidades para o período seguinte e deve submeter uma oferta de venda para os seus 100 GWh armazenados. Uma diferença crucial, entretanto, é que caso um déficit se materialize, no lugar de ser remunerado pelo custo marginal de 2000 \$/MWh (que ainda representa o *custo social* de um evento de déficit), o agente será remunerado apenas de acordo com o preço-teto de 500 \$/MWh. Esta expectativa de remuneração mais baixa afeta também a oferta do agente no instante presente: ele estaria disposto a vender seus créditos de reservatório virtual a um preço mais baixo de $10\% \times 500 = 50$ \$/MWh. [...] O valor da água *percebido pelo agente ofertante* se torna mais baixo do que o valor da água real *do ponto de vista sistêmico*.

Esse exemplo mostra que preços-teto abaixo do custo de déficit do sistema levam a ofertas hidrelétricas a preços abaixo do ótimo social, o que pode levar a um esvaziamento dos reservatórios e consequente aumento da probabilidade de déficits de energia. Um preço-piso alto leva ao problema oposto: um aumento do valor da água *percebido pelo agente ofertante* acima do valor da água do *ponto de vista sistêmico* (já que a receita esperada pelo agente, caso opte por armazenar água, é maior do que se não houvesse preço-piso), o que leva um preço ofertado maior e a um armazenamento de água nos reservatórios acima do ótimo, elevando o risco de vertimento e desperdício de recursos hídricos.

No Brasil, o PLD é limitado por valores mínimo e máximo pela Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019. O preço mínimo no ano de 2024 é 61,07 R\$/MWh, enquanto o máximo é 716,80 R\$/MWh. Essa banda é significativamente menor que em outros mercados mundiais. Por exemplo, o NordPool possui limites mínimo e máximo de -500 €/MWh e 3000 €/MWh, respectivamente, para o mercado do dia seguinte³⁴; o ERCOT (Texas), de -250 USD/MWh e 9000 USD/MWh; o MISO (região central dos EUA), de -500 USD/MWh e 3500 USD/MWh; o mercado australiano, de -1000 A\$/MWh e 14200 A\$/MWh³⁵ [96].

Diante dessas considerações, muitos especialistas defendem a importância de revisar os limites atuais do preço de liquidação das diferenças (PLD) no Brasil, reduzindo o preço-piso e aumentando o preço-teto. Segundo eles, a banda atual é muito estreita e não permite refletir os reais custos marginais nos preços. Expandi-la incentivaria a eficiência e a inovação tecnológica no mercado, já no paradigma atual de formação de preços por custos – além de reduzir a necessidade de pagamento de encargos.

Também há um forte argumento de que não seria possível migrar para um paradigma de formação de preços por ofertas sem tal revisão dos limites de preços, já que, como vimos, eles poderiam levar a ofertas ineficientes, desotimizar a operação, e comprometer, inclusive, a segurança do sistema.

³⁴ Para o mercado em tempo real, estes limites são respectivamente de -9999 €/MWh e 9999 €/MWh. Vide capítulo 6.3.1 para um detalhamento da distinção entre mercados do dia seguinte (*day-ahead*) e em tempo real (*real-time*).

³⁵ Estes são limites instantâneos: na Austrália aplica-se também um limite à média mensal de preços semanais.

6.3.7. CRIAR PRODUTOS PARA RESERVA DE CURTO PRAZO E SERVIÇOS ANCILARES

No setor elétrico, é preciso igualar oferta e demanda a todo instante, mantendo a frequência dentro de padrões toleráveis. Para isso, o operador deve contar com uma capacidade de segurança, adicional àquela usada para geração, caso seja necessário acomodar choques ou fornecer flexibilidade ao sistema. Essa capacidade excedente é chamada reserva. Ainda, há uma série de outros serviços elétricos não necessariamente atrelados à oferta de energia elétrica em si, para atendimento à demanda, mas que são de igual importância para garantir uma operação confiável ao sistema, que estão dentro de uma ampla categoria denominada serviços ancilares – que incluem, além da reserva, controles primário e secundário de frequência, compensação de reativos, auto-reestabelecimento, dentre outros. No caso de muitos destes serviços, as quantidades necessárias são tipicamente pré-fixadas pelo operador e remuneradas a uma tarifa pré-determinada (ou até mesmo são de fornecimento obrigatório pelos agentes, sem uma remuneração explícita). No entanto, no caso do produto reserva, há diversos mercados que adotam um mercado separado para este produto.

Um agente que oferta serviços de reserva renuncia a parte da sua capacidade de geração, que poderia ser comercializada no mercado, para garantir maior segurança de suprimento ao sistema. Assim, há um custo de oportunidade em ofertar reservas, que deve ser remunerado para garantir incentivos coerentes com as ações de segurança.

No Brasil atual, o modelo DESSEM considera uma restrição de reserva operativa igual a 5% da demanda do sistema. Essa folga pode ser suprida por um grupo de cerca de trinta usinas hidroelétricas com baixa inércia. Caso essa restrição de 5% deixe de ser atendida após a etapa de ajustes operativos sobre a programação resultante do DESSEM – na qual se realizam, por exemplo, validações hidráulicas, elétricas e de segurança – o ONS tenta remanejar o despacho hídrico de forma a aumentar a folga de geração neste grupo de hidrelétricas flexíveis. Se esta tentativa de manejo não for suficiente, então o ONS aciona ofertas de Recomposição da Reserva Operativa (RRO) e de resposta da demanda, em ordem do mais barato ao mais caro, até que estes 5% sejam atendidos. Suscintamente, ofertas de RRO e de resposta da demanda podem ser feitas por termelétricas e consumidores, respectivamente, na semana anterior ao despacho. Nestas ofertas, informam preço e quantidades. Os preços de ofertas de RRO não podem superar 130% do CVU vigente para a térmica.

Se acionados para reserva, o grupo de trinta hidrelétricas é remunerado segundo estimativas de custos envolvidos. Ofertantes de RRO e de resposta da demanda são remunerados pelo preço ofertado – menos eventuais penalidades por não cumprimento.

Existem muitas questões que podem ser levantadas acerca do atual modelo brasileiro. Por exemplo, não há equidade de tratamento dos agentes, dado que: (i) outras hidrelétricas (que não estejam na lista de trinta) não podem ofertar o serviço de reserva; (ii) ofertas de RRO e de resposta da demanda não são consideradas no modelo DESSEM, diferente das hidrelétricas; e (iii) as trinta hidrelétricas não podem declarar o valor ao qual estão dispostas a ofertar o serviço, diferente das térmicas e consumidores ofertantes de RRO e resposta da demanda. Outro tema é se o fator de 5% sobre a demanda é o mais adequado para o sistema em todos os momentos. O uso deste fator estático é incapaz de refletir, por exemplo, que horas com maior geração solar e eólica requerem maiores reservas – pois estão sujeitas a erros estatísticos de previsão [97] – um tema que se fará cada vez mais importante com a crescente inserção dessas fontes na matriz.

Existem diversas possibilidades para a inserção de um mercado de reserva mais robusto no Brasil, seja em um paradigma de formação de preços “por custos” ou “por ofertas”. Permitir ofertas de RRO e resposta da demanda dentro do modelo DESSEM (cootimizar energia e reservas) seria um passo nessa

direção. Uma possibilidade também é introduzir leilões para produtos de reserva, abertos à participação de qualquer agente que possa ofertar o serviço – tal como ocorre no Chile, México (mercados baseados em custos auditados), no mercado Ibérico e no CAISO (mercados baseados em ofertas), por exemplo. Outra opção, não excludente, é ter uma reserva sensível a preço. Isto é, calcular uma curva de disposição a pagar por reservas, que substituiria o requerimento fixo de 5% sobre a demanda no DESSEM. O tema de reservas ainda é pouco desenvolvido no Brasil e ainda são necessárias diversas discussões para que haja uma proposta mais concreta.

Há sinergias entre a proposta de inserção de um leilão de reserva de curto prazo e a proposta de migração para um paradigma baseado em ofertas. Se ambos forem implementados juntos, os agentes poderiam submeter ofertas distintas entre o mercado de energia e o mercado de reservas, incorporando, neste último, os custos exclusivos do fornecimento desta garantia de geração. Toda a infraestrutura criada (do lado do operador e do lado dos agentes) para a submissão de ofertas de energia no dia anterior à operação poderia ser reaproveitada para a submissão de ofertas de reservas.

6.3.8. INTRODUZIR RESTRIÇÕES DE *UNIT COMMITMENT* HIDRÁULICO

Atualmente, o modelo DESSEM não possui restrições de *unit commitment* hidráulico. Após o ONS executar o modelo e publicar seus resultados (às 16h do dia anterior à operação), os próprios geradores hidrelétricos informam tais restrições, se não puderem seguir o programa de geração do DESSEM. O programa de geração para o dia seguinte é então ajustado pelo ONS. Conseqüentemente, é comum que a geração realizada de hidrelétricas seja diferente do resultado do DESSEM.

Um dos resultados é um distanciamento entre o preço (calculado pelo DESSEM) e a realidade física do sistema. Como restrições de *unit commitment* hidráulico não afetam o preço da energia, este pode não refletir o verdadeiro custo marginal da operação, gerando uma sinalização econômica ineficiente. Mais que isso, ao não incorporar tais restrições, o DESSEM pode tomar decisões subótimas de despacho.

Como os agentes hidrelétricos participam da etapa de ajustes operativos, abre-se também um espaço para manipulação de mercado. Ao menos em teoria, um agente hidrelétrico acionado pelo DESSEM pode falsamente alegar incompatibilidade entre o modelo e suas restrições físicas para gerar menos do que o programado pelo modelo, guardando água para dias em que o preço seja maior.

Portanto, incorporar restrições de *unit commitment* hidráulico no DESSEM aumentaria a eficiência do sinal de preços, reduziria os custos operativos e mitigaria possibilidades de poder de mercado. A desvantagem é um possível aumento do tempo computacional de execução do modelo.

Em um paradigma por ofertas, mesmo que as restrições não estejam no modelo de despacho, agentes hidrelétricos podem refleti-las em suas ofertas. Isso é mais fácil se for permitido vincular ofertas entre diferentes horas (por exemplo, condicionar o aceite da oferta hidrelétrica para a hora h ao aceite da oferta para hora $h + 1$), mas ainda é possível, em algum grau, se não for³⁶. Assim, é possível que o

³⁶ O desenho deste mecanismo pode tornar-se mais complexo (embora não impossível de solucionar) se o país optar pela adoção do mecanismo de reservatórios virtuais, já que é necessário construir a inter-relação entre as ofertas de hidrelétricas individuais refletindo restrições operativas e as ofertas de reservatório virtual para a gestão intertemporal do recurso.

impacto sobre a eficiência do preço e do despacho de não representar restrições de *unit commitment* hidráulico no DESSEM seja menor do que no atual paradigma por custos.

Por outro lado, o espaço para manipulação de mercado (gerado pela não representação de restrições) pode ser maior no paradigma por ofertas. Isso porque agentes hidrelétricos poderiam ter comportamentos estratégicos em dois momentos: no momento de submissão de ofertas e na etapa de ajustes operativos. E a elaboração de estratégias no primeiro momento já anteveria a possibilidade de atuação no segundo.

Vale observar que muito do que foi dito nesta seção se aplica também a outras restrições e detalhes da operação que não são representados no DESSEM e geram ajustes posteriores ao resultado do modelo: podem gerar ineficiências operativas e de sinalização econômica (provavelmente maiores em um paradigma por custos em relação ao por ofertas) e, se houver a necessidade de participação dos agentes para resolvê-los, a possibilidade de comportamentos estratégicos pelos agentes (provavelmente maiores em um paradigma por ofertas). Como exemplo, citamos: (i) características específicas de Itaipu e Belo Monte que não estão plenamente incorporadas ao DESSEM; (ii) a modelagem, pelo ONS, de vazões em etapas semanais para algumas usinas, o que causa desvios entre as afluições reais e as afluições representadas no DESSEM – e, algumas vezes, programas de operação inviáveis.

6.3.9. REVISAR O CRITÉRIO DE DESEMPATE NO DESPACHO

Atualmente, no sistema elétrico brasileiro, a ocorrência de empates entre ofertas com custos variáveis unitários (CVU) distintos de zero é uma raridade, e, quando acontece, costuma ser resolvida por meio de acordos entre o ONS e os agentes envolvidos. Empates entre usinas com CVUs nulos é uma situação mais frequente, especialmente entre fontes renováveis. Neste caso, o ONS escolhe as usinas que permanecerão no despacho do dia seguinte buscando um compromisso entre o atendimento a restrições e a minimização de custos globais do sistema, diante da conjuntura energética de momento. Contudo, não há critérios bem definidos, aplicáveis a qualquer situação: o ONS tem bastante flexibilidade sobre a decisão de desempate.

Considerando a crescente participação de fontes renováveis no sistema, a revisão dos critérios de desempate para torná-los mais claros e isonômicos se mostra pertinente. A tendência é que os casos de empate se tornem mais frequentes, exigindo uma definição mais precisa das regras de desempate.

Situações de empate tendem a ser menos comuns sob o paradigma de formação de preços “por ofertas” do que no paradigma “por custos”. Isso se deve ao fato de que as renováveis não possuem um CVU verdadeiramente nulo, havendo sempre algum custo de operação e manutenção (O&M), ainda que reduzido, o qual seria ofertado – desde que o preço-piso seja alto o suficiente para permitir tais ofertas, conforme discutido na seção 5.1.6. Dito de outro modo, se renováveis ofertam preços, elas podem declarar (desde que tenham incentivos para tal) sua real propensão ao vertimento (o preço abaixo do qual estão dispostas a verter). De maneira similar, as usinas térmicas indicariam sua flexibilidade operativa, por mínima que seja, buscando evitar a exclusão do despacho e a perda de receita.

Portanto, a necessidade de revisar o critério de desempate pode ser menos urgente sob o paradigma “por ofertas”, contanto que se permitam ofertas a preços baixos (eventualmente negativos) e que se estructurem incentivos adequados. O objetivo é motivar os agentes a adotarem uma postura competitiva, buscando ofertar preços ligeiramente inferiores aos dos seus concorrentes para assegurar sua participação no despacho (evitando assim serem preteridos no processo de seleção das ofertas) e garantir sua remuneração.

Entretanto, há também argumentos para defender a posição contrária: que a revisão das regras de desempate é mais importante no paradigma “por ofertas” que no “por custos”. Como as regras de desempate afetam a elaboração das estratégias dos agentes, é importante que o operador e regulador as deixem claras, mitigando o risco de disputas judiciais e permitindo a formulação de ofertas que conduzam a uma operação eficiente do sistema – como explorado na discussão sobre a clareza dos critérios operativos (seção 4.2.11).

Adicionalmente, permitir a submissão de ofertas pode levar a cenários em que muitos agentes ofertem ao preço máximo permitido para ofertas – especialmente se esse limite for baixo. Isso destaca a importância de estabelecer regras claras e transparentes para o desempate nesses casos.

Vejam os exemplos ilustrativos dos potenciais incentivos perversos gerados por um desenho inadequado dos critérios de desempate em um sistema baseado em ofertas. Suponha que, em caso de empate, as usinas que sofreram empate, mas foram descartadas do despacho sejam compensadas pelo PLD aplicado à quantidade ofertada. Isso poderia levar a um equilíbrio onde todas as usinas ofertassem o PLD teto – o operador receberia as ofertas, e observado o empate entre todas as usinas ofertantes, descartaria algumas, que pelas regras receberiam o PLD teto, e manteria as outras no despacho, que também receberiam o PLD teto (mas incorreriam nos custos de geração). Tal estratégia garantiria que todas as usinas fossem remuneradas pelo preço-teto, independentemente de serem despachadas, e não há qualquer incentivo para ofertar abaixo desse valor. A solução mais direta para esse problema seria estabelecer que agentes não selecionados após empatarem não recebam remuneração alguma.

6.3.10. REFINAR OS MODELOS DE PARTICIPAÇÃO DA DEMANDA

Tradicionalmente no Brasil, a carga é considerada uma quantidade fixa nos modelos de despacho, irresponsiva a preços (inelástica) e calculada pelo operador. Assim, os consumidores têm um papel relativamente passivo no despacho. Com a tendência à descentralização dos sistemas elétricos, mercados internacionais têm buscado aumentar a participação da demanda, permitindo-lhe revelar suas expectativas próprias de consumo e/ou sua real elasticidade a preços. As vantagens são uma maior flexibilidade para a operação, uma melhora das previsões de carga, o desenvolvimento do uso de recursos energéticos distribuídos e uma redução do poder de mercado dos geradores³⁷. A desvantagem é a criação de oportunidades para exercício de poder de mercado pelos consumidores.

O Brasil teve três experiências, bastante recentes, com a resposta da demanda: o Projeto Piloto de Resposta da Demanda, criado em 2017 através da Resolução Normativa nº 792/2017; o Programa de Redução Voluntária da Demanda, estabelecido pela Portaria Normativa nº 22/GM/MME/2021 com o objetivo de atender às necessidades excepcionais do sistema diante da crise hídrica de 2021; e o Programa Estrutural de Resposta da Demanda, estabelecido a partir da Resolução Normativa nº 1.040/2022. Os dois primeiros programas não estão mais em vigor.

No Programa Estrutural de Resposta da Demanda, o ONS define mensalmente produtos de redução da demanda para o mês seguinte. Estes produtos são definidos pelo dia, hora e subsistema em que a redução de carga deve ser entregue (por exemplo, de 16h às 17h de dias úteis, no subsistema Sul). O consumidor livre (ou um agregador) pode fazer ofertas para os produtos definidos pelo ONS no seu submercado, que são um preço (valor ao qual está disposto a reduzir sua demanda) e uma quantidade (a quantidade que está disposto a reduzir seu consumo, se acionado, em relação a uma linha base). Essas

³⁷ Segundo a teoria econômica, quanto mais elástica a demanda, menor o poder de mercado dos produtores.

ofertas são feitas na semana anterior à operação e devem ser confirmadas no dia anterior. As ofertas confirmadas ficam à disposição do ONS para uso no Programa Diário da Operação. Se acionada, o ONS deve avisar o ofertante até às 23hrs do dia anterior.

Hoje, o ONS só considera as ofertas de resposta da demanda na etapa final de montagem do Programa Diário de Operação, em que se busca recompor a reserva operativa, como explicado na seção 6.3.7. Assim, a resposta da demanda é somente um último recurso para o atendimento da restrição de reserva.

Uma vez acionado, a remuneração do agente será o produto entre o preço e o montante ofertado. Caso este montante não corresponda à redução de demanda efetivamente observada, há fórmulas de ajuste a essa remuneração. A redução é verificada em relação a uma linha base, que é calculada pela CCEE para cada consumidor cadastrado no programa e é o seu consumo médio registrado nos últimos meses.

Existem também tarifas ao consumidor com diferenciação horária, que permitem a ele reagir a preços – reduzir seu consumo em horas de ponta, por exemplo. Diferentemente do programa estrutural, esse tipo de resposta da demanda é “não despachável”, no sentido de que o operador não tem ingerência sobre o montante ou momento de redução da demanda.

Dentro do paradigma de formação de preços baseado em custos do Brasil, existem vários refinamentos possíveis ao programa estrutural de resposta da demanda, por exemplo:

- Incorporar a resposta da demanda na ordem de mérito: já houve estudos para a incorporação da resposta da demanda no DESSEM, de modo que pudesse competir com outros recursos de forma isonômica e contribuir para a redução de custos operativos. A proposta ainda não foi aprovada [98].
- Introdução de produtos de resposta da demanda de mais longo prazo: muitos consumidores precisam realizar investimentos em equipamentos de controle e automação e em recursos humanos para fornecer maiores reduções de demanda. Um programa de longo prazo consiste em um contrato que garante uma receita fixa ao consumidor em troca da garantia da disponibilidade do recurso para o operador por um período pré-determinado, o que reduz incertezas para as duas partes. O ONS também já vem analisando essa possibilidade [99].
- Revisar a construção da linha base: hoje, a linha base é um cálculo simples. Para um produto que seja definido em dias úteis, por exemplo, ela é o consumo médio do consumidor nos dias úteis do mês M-3 (três meses antes da operação). Logo, se uma indústria tiver uma redução de suas atividades em um mês, por qualquer motivo, ela pode realizar uma oferta de redução de carga e ganhar dinheiro sem estar efetivamente reduzindo o seu consumo em relação ao que ocorreria se não houvesse o programa estrutural.

Outra forma de lograr maior participação da demanda é permitir declarações de quantidades pelos consumidores. Isto é, a responsabilidade pela previsão da carga para o dia seguinte passaria do operador para os consumidores. Isso exigiria a implementação de liquidação dupla para penalizar desvios entre a demanda real e a prevista – caso contrário, haveria incentivos a previsões viesadas pelos consumidores. O México é um exemplo de mercado baseado em custos auditados em que a demanda pode realizar suas próprias previsões para fins de despacho.

Como discutido nas seções 4.2.2 e 4.2.3, declarações de quantidade podem melhorar a qualidade das previsões, por incorporar informações descentralizadas a que o operador não tem acesso, mas podem também resultar em menor coerência entre as previsões usadas no despacho, por não capturar correlações entre a geração e/ou consumo de diferentes agentes de forma mais sistemática.

Outra opção é permitir ofertas preço-quantidade (com a demanda declarando as quantidades que

estariam dispostas a consumir a cada preço). Isso é possível mesmo em um paradigma por custos, embora seja uma opção natural no caso do país migrar para um paradigma por ofertas, já que permitir ofertas pelo lado da demanda concederia um tratamento isonômico a todos os participantes do mercado, independentemente de estarem do lado da geração ou do consumo.

Vale ressaltar, entretanto, que, se o Brasil adotar um paradigma de formação de preços por ofertas, ainda seria possível (mas não necessariamente desejável) manter a previsão da demanda centralizada nas mãos do operador, ou mesmo permitir somente ofertas de quantidade pelos consumidores – o que significa que o modelo de despacho consideraria uma demanda inelástica, extraída das previsões dos agentes, até um certo custo de déficit estimado pelo operador, ao invés de uma curva de demanda elástica, com vários patamares submetidos pelos consumidores. Mas se o operador assumir a responsabilidade de fazer previsões no lugar de agentes, a estratégia ótima dos ofertantes no mercado pode ser explorar os vieses das previsões do operador no lugar de maximizar o alinhamento entre as ofertas submetidas e a realidade.

6.3.11. PERMITIR OFERTAS VIRTUAIS

Ofertas virtuais são ofertas de compra ou venda de energia submetidas por agentes sem qualquer ativo de geração ou de demanda. São permitidas em alguns mercados por ofertas com liquidação dupla ou múltipla, como nos mercados estadunidenses do CAISO, ERCOT, MISO e PJM e na Grã-Bretanha. Entretanto, a maior parte da Europa não permite ofertas virtuais [100].

Ofertas virtuais funcionam assim (tomando o caso de uma liquidação dupla): um agente econômico qualquer (um banco, uma empresa especializada, etc.) declara para o operador uma curva quantidade-preço de venda (ou compra) no mercado do dia seguinte – tal como geradores ou consumidores fazem. No modelo de despacho, o operador irá simular aquela oferta como se fosse um gerador, com custos iguais aos da curva quantidade-preço (ou uma demanda, com as disposições a pagar pela energia tal como declarado). O ofertante virtual recebe $p_{DS} \times q_{DS}$, em que p_{DS} é o preço do mercado do dia seguinte e q_{DS} é a quantidade que o modelo decide gerar com essa oferta virtual (se for uma oferta de compra, o ofertante paga $p_{DS} \times q_{DS}$ e q_{DS} é o consumo resultante do modelo). No tempo real, a quantidade gerada (ou consumida) por esse agente é zero, e ele é responsabilizado pelos desvios entre o mercado do dia seguinte e de balanço. Ou seja, paga $p_{Bal} \times q_{DS}$, em que p_{Bal} é o preço do mercado de balanço (ou recebe esse valor, se for uma oferta de compra).

Portanto, um ofertante virtual recebe, no total, $q_{DS} \times (p_{DS} - p_{Bal})$, no caso de venda de energia. Ele lucra se o preço do mercado do dia seguinte for maior que o do mercado de balanço ($p_{DS} > p_{Bal}$) e tem prejuízo caso contrário – para ofertas de compra, a lógica é reversa, já que a receita é o oposto: $q_{DS} \times (p_{Bal} - p_{DS})$. Ou seja, se o agente espera que o preço do mercado de balanço seja menor que o do dia seguinte ($p_{DS} > p_{Bal}$) – dito de outro modo, se existirem oportunidades de arbitragem – ele tem incentivo a formalizar uma oferta virtual de venda. Se muitos agentes o fazem, a oferta considerada pelo operador no despacho do dia seguinte aumenta e, conseqüentemente, o preço (p_{DS}) tende a cair e se aproximar do valor que os agentes esperam para o preço do mercado de balanço. No caso em que os agentes acham que p_{Bal} será menor que p_{DS} , realizarão oferta de compra (ao invés de venda), que aumentam a demanda no mercado do dia seguinte e, conseqüentemente, o valor do próprio p_{DS} – novamente aproximando-o das expectativas com relação a p_{Bal} .

Esse é o grande benefício de ofertas virtuais: ajudar na convergência dos preços do dia seguinte e do tempo real. Teoricamente, em condições ideais, elas fazem o preço do mercado do dia seguinte se igualar ao valor esperado do preço no tempo real. Isso gera previsibilidade de preços e pode melhorar a gestão de riscos (redistribuindo-os para agentes econômicos que tenham maiores condições de

administrá-los), aumentar a competitividade (ao aumentar o número de participantes do mercado) e tornar o mercado menos suscetível a falhas, dado que “qualquer diferença que venha a surgir entre os preços *day-ahead* e *real-time* – seja pelo exercício de poder de mercado de algum agente ‘físico’, pela não participação de algum agente no *day-ahead*, ou mesmo por falhas e omissões na implementação do mercado – é corrigida ‘automaticamente’ pela oportunidade de arbitragem gerada (admitindo que o mercado de submissão de ofertas virtuais opera de forma eficiente)” [40]. Existem estudos que encontraram empiricamente benefícios de ofertas virtuais em mercados estadunidenses [101], [102].

Por outro lado, existem correntes de pensamento que defendem que ofertas virtuais trazem poucos ou nenhum ganho para o mercado elétrico. Um dos argumentos é que diferenças sistemáticas entre o preço do dia seguinte e de balanço significam que há alguma falha de mercado ou no modelo de despacho do operador. Ofertas virtuais, portanto, acabam por permitir que certos agentes lucrem em cima de falhas do mercado, ao invés de resolver diretamente o motivo causador da distorção.

Outra preocupação é que a interação de ofertas virtuais com um mercado de preços zonais, como o brasileiro, pode gerar consequências imprevisíveis. Em [103, pp. 42–47], mostra-se como a forma de dividir ofertas virtuais zonais entre os nós do sistema, para fins da programação da operação no dia anterior, pode aumentar inconsistências entre o programa e a operação real e levar a decisões ineficientes de *commitment*.

Vale uma última observação: mesmo que as regras não permitam ofertas de agentes não proprietários de ativos, os geradores e consumidores podem realizar ofertas de modo a aproveitar oportunidades de arbitragem [100]. Por exemplo, um consumidor pode declarar uma demanda maior que a esperada se achar que o preço de balanço será maior que o do dia seguinte – o excedente será comprado no mercado do dia seguinte, a um preço menor, e vendido no de balanço, ao maior preço. Ao contrário, ele declarará uma demanda menor no mercado do dia seguinte, se achar que o preço nesse mercado será maior – ele “deixa pra comprar” a energia no mercado de balanço, quando acha que o preço é menor.

6.4. RESULTADOS DAS ENTREVISTAS

Como apresentado na seção 5.2, para a elaboração deste relatório foram feitas entrevistas com nove especialistas da equipe consultora. Nessas entrevistas, foram feitas duas perguntas (além da discutida na seção 5.2): “para você, o quão desejáveis são as seguintes iniciativas de desenho, se o Brasil seguir para um caminho de preços por **custos**?” e “para você, o quão desejáveis são as seguintes iniciativas de desenho, se o Brasil seguir para um caminho de preços por **ofertas**?” Em cada pergunta, foram apresentadas doze iniciativas paralelas e os respondentes deviam escolher uma dentre cinco respostas, para cada iniciativa: “Imprescindível”, “Prioritário”, “Desejável”, “Tenho dúvidas se é desejável ou não” e “Indesejável”.

As doze iniciativas apresentadas são as mesmas descritas nas subseções 6.3.1 a 6.3.11, mas “reduzir o preço-piso e aumentar o preço-teto” (seção 6.3.6) foi dividido em dois: “Reduzir o preço-piso” e “Aumentar o preço-teto”, para permitir respostas distintas para os dois elementos. Ou seja, as iniciativas analisadas foram:

1. Introduzir liquidação dupla
2. Introduzir liquidações intradiárias
3. Revisar o detalhe temporal de preços
4. Revisar o detalhe de espacial de preços
5. Unificar os modelos para formação do preço e do despacho
6. Reduzir o preço-piso
7. Aumentar o preço-teto

8. Criar produtos para reserva de curto prazo
9. Introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico
10. Revisar o critério de desempate no despacho
11. Refinar os modelos de participação da demanda
12. Permitir ofertas virtuais

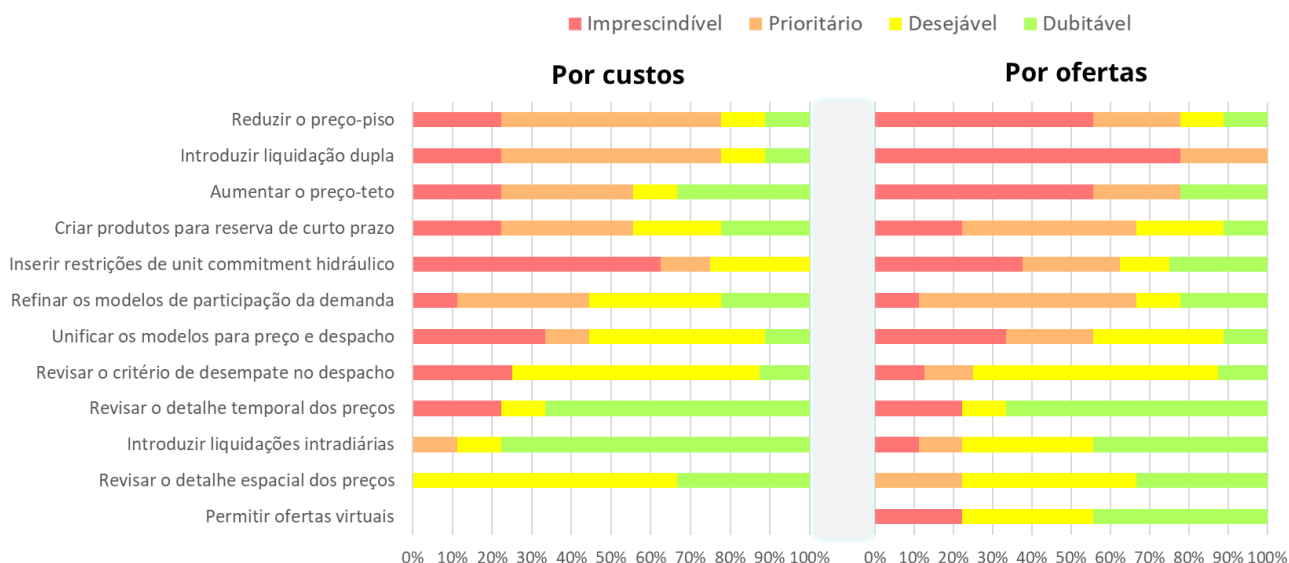
A iniciativa “Permitir ofertas virtuais” só foi analisada para o caminho de “preços por ofertas”.

O formato das entrevistas permitiu aos entrevistadores tirarem eventuais dúvidas dos entrevistados acerca do significado de cada iniciativa. Esse formato também permitiu coletar opiniões e informações que enriqueceram a discussão da seção 0.

Por simplicidade e limitação de tempo das entrevistas, não analisamos a desejabilidade das iniciativas sob os quatro paradigmas apresentados na seção 3.5 (por ofertas puro, por ofertas adaptado, por custos puro e por custos adaptado). Mas consideramos as duas perguntas feitas já suficientes para observar as diferentes prioridades e opiniões dos especialistas para cada paradigma. As respostas individuais de cada entrevistado são mostradas no Anexo III: Respostas às entrevistas. As respostas consolidadas estão no gráfico da Figura 11. Antes de analisá-las, faremos três observações:

1. A resposta “indesejável” só foi utilizada por um entrevistado, para a iniciativa “introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico”, e somente no caso de migração para um paradigma por ofertas. Dentro de um paradigma por custos, este mesmo entrevistado classificou a iniciativa como “imprescindível” no Brasil. Assim, para simplificar a visualização, juntamos as respostas “Tenho dúvidas se é desejável ou não” ou “Indesejável” dentro da classe “dubitável”. O leitor fica assim ciente que, todas as respostas nesta classe, exceto uma, correspondem a “tenho dúvidas se é desejável ou não”.
2. Um dos entrevistados não se julgou apto a avaliar as iniciativas “Revisar o critério de desempate no despacho” e “introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico”, de modo que estes dois quesitos têm uma nota a menos que os outros. Por este motivo, optou-se por representar no eixo das abscissas do gráfico o número relativo de respostas em cada classe, não o absoluto. Ou seja, para cada iniciativa, o gráfico da esquerda apresenta a porcentagem dos entrevistados que a considerou imprescindível, prioritária, desejável ou dubitável no caso de manutenção de um paradigma por custos no Brasil. O gráfico da direita mostra o mesmo, mas para o caso de migração para um paradigma por ofertas.
3. Buscou-se ordenar as iniciativas no gráfico para refletir minimamente a ordem de desejabilidade resultante das entrevistas. A ordenação não é perfeita, já que a ordem encontrada foi diferente entre os dois paradigmas – e porque é difícil dizer se, uma iniciativa que recebeu 1 voto para prioritário, 1 voto para desejável e 7 para dubitável, por exemplo, é mais importante que uma que recebeu 0 para prioritário, 6 para desejável e 3 para dubitável (esse é o caso de “introduzir liquidações intradiárias” e “revisar o detalhe espacial de preços” no caso do paradigma por custos). Mas, em geral, espera-se que as iniciativas mais importantes, segundo as entrevistas, apareçam mais acima nos gráficos.

Figura 11: Desejabilidade das iniciativas paralelas, segundo entrevistados



Analisando os gráficos, podemos observar que somente duas iniciativas não levantaram qualquer dúvida sobre sua desejabilidade (não receberam respostas “tenho dúvidas” ou “Indesejável”): (i) *introduzir liquidação dupla* no paradigma “por ofertas”, que pode ser considerado o maior consenso da pesquisa, com quase 80% dos respondentes afirmando ser imprescindível e os restantes, prioritário; (ii) *introduzir restrições de unit commitment* no paradigma “por custos”, que foi o item com mais respostas “imprescindível” no paradigma “por custos”, embora dois dos especialistas não considerem nem prioritário.

Mais de 75% dos entrevistados identificaram quatro itens como prioritários ou imprescindíveis: “reduzir o preço-piso” e “introduzir liquidação dupla”, independentemente do paradigma adotado no Brasil; “introduzir *unit commitment hidráulico*” no caso de manutenção do paradigma por custos e “aumentar o preço-teto” no caso do paradigma por ofertas. Estes emergem da pesquisa como os mais relevantes.

Por outro lado, quatro itens levantaram mais dúvidas acerca de sua desejabilidade: “revisar o detalhe temporal dos preços”, em 67% dos especialistas têm dúvidas se é desejável, para ambos paradigmas; “introduzir liquidações intradiárias”, com 78% dos especialistas tendo dúvidas no caso “por custos” e 44% no “por ofertas”; “permitir ofertas virtuais”, que teve também 44% das respostas em “dubitável” (no “por ofertas”); e “revisar o detalhe espacial dos preços”, com 33% dos respondentes levantando dúvidas, nos dois paradigmas³⁸. Vale notar também que “revisar o detalhe espacial dos preços” foi a única iniciativa que não recebeu nenhum voto de “imprescindível”, em nenhum paradigma.

A maior parte das iniciativas apresentou maior desejabilidade no paradigma “por ofertas” que no “por custos”, com três exceções: (i) “revisar o detalhe temporal de preços”, em que as respostas de todos os

³⁸ Vale ressaltar que um dos entrevistados que respondeu que “revisar o detalhe espacial” é desejável o fez com a ressalva de que seria para introdução de preços nodais. No caso de revisão para preços zonais (com um número maior de submercados), este entrevistado responderia que “tem dúvidas”, por acreditar que o benefício, neste caso, não seria suficiente para compensar os custos devido a contratos legados.

entrevistados se mantiveram iguais nos dois paradigmas; (ii) “introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico”, em que três entrevistados mudaram suas respostas para baixo no paradigma “por ofertas”; e (iii) “revisar o critério de desempate”, em que dois entrevistados mudaram suas respostas para baixo no caso “por ofertas” e um mudou para cima. Isso pode ser visto no Anexo III: Respostas às entrevistas.

Vale analisar a argumentação usada por esses entrevistados que rebaixaram iniciativas no paradigma por custos. No caso de “introduzir restrições de *unit commitment* hidráulico”, um entrevistado alterou de “imprescindível” para “indesejável”, alegando que no paradigma “por ofertas” os agentes podem incorporar tais restrições em sua oferta, de modo que o aumento do tempo de execução causado por essa modificação é indesejável. Outro entrevistado seguiu a mesma linha, usou argumento semelhante para alterar sua resposta de “desejável” para “tenho dúvidas”. O terceiro entrevistado alterou de “imprescindível” para “prioritário”, reconhecendo que a possibilidade de representar restrições nas ofertas tornam este elemento menos necessário, mas sem, entretanto, torná-lo indesejável.

Os dois entrevistados que responderam que “Revisar o critério de desempate” é menos desejável no paradigma “por ofertas” que no “por custos” acreditam que empates são menos prováveis no paradigma “por ofertas”. O entrevistado que aumentou a nota citou a importância da clareza das regras no paradigma “por ofertas” como argumento. Ambas as linhas de raciocínio foram apresentadas na seção 6.3.9.

7. Conclusões

Este relatório explorou os mecanismos de formação de preço e despacho no setor elétrico, contrastando paradigmas baseados em custos, baseados em ofertas e híbridos, e examinando sua interação com iniciativas paralelas de aprimoramento do desenho de mercado brasileiro. Em uma primeira etapa, consolidamos insumos teóricos (extraídos da literatura) e empíricos (extraídos dos relatórios de diagnóstico da experiência internacional anteriores), que culminaram com a definição de quatro paradigmas de desenho para avaliação detalhada de vantagens e desvantagens: “por custos puro”, “por ofertas puro”, “por custos adaptado” e “por ofertas adaptado”. Considerou-se importante, a partir da análise dos insumos empíricos, considerar paradigmas híbridos nessa análise.

A comparação quesito a quesito destes paradigmas revelou *trade-offs* importantes que devem ser considerados pelos reguladores e formuladores de políticas, destacando que não existe uma solução única que atenda a todas as necessidades e objetivos do sistema elétrico brasileiro. Para a construção de uma recomendação concreta, entretanto, é importante atribuir pesos a estes quesitos avaliados, quantificando dessa forma os *tradeoffs* envolvidos – o que foi feito por meio de entrevistas individuais a nove especialistas do setor. Dentre os objetivos analisados, a robustez a poder de mercado e a segurança de suprimento foram identificados como os mais importantes pelos especialistas consultados. Eles também consideraram a extração da informação descentralizada, de forma dinâmica, um quesito relevante – ainda que menos que os outros dois. Por trazerem equilíbrio entre alavancar a flexibilidade e a eficiência da operação e minimizar os riscos associados ao poder de mercado e à segurança de suprimento, os dois paradigmas híbridos (“por custo adaptado” e “por oferta adaptado”) se mostraram mais adequados ao contexto brasileiro.

Na última etapa, analisou-se como outras possíveis iniciativas de aperfeiçoamento do desenho de mercado brasileiro dialogam com a escolha do mecanismo de formação de preços. O processo de entrevistas com especialistas revelou que poucas dessas iniciativas são consideradas de fato “imprescindíveis” para a promoção da eficiência, sustentabilidade e resiliência do sistema elétrico: por exemplo, reduzir o preço-piso, aumentar o preço-teto, e introduzir liquidação dupla estariam nesta categoria de “imprescindível” para os mecanismos de preço por oferta (estes mesmos elementos também foram considerados importantes no contexto do mecanismo de preço por custo, mas com importância reduzida a um nível apenas Prioritário). A única iniciativa de desenho paralela que se mostrou “imprescindível” considerando o mecanismo de formação de preços por custo foi a introdução de restrições de *unit commitment* hidráulico.

Essas conclusões influenciarão os mecanismos de mercado desenhados nos próximos relatórios. No relatório e.2.r2 (“Proposta de mecanismo de preço por custos”), a proposta de desenho deve incorporar também elementos “híbridos” de paradigmas “por ofertas”, que permitam extrair de forma mais eficiente informações de mercado – sem, entretanto, comprometer a coordenação central do operador sobre o despacho. O relatório analisará quais elementos específicos devem ser introduzidos, muito provavelmente endereçando o tema restrições de *unit commitment* hidráulico (e possivelmente também a liquidação dupla e redução do preço-piso).

Do mesmo modo, o relatório e.6.r (“Proposta de mecanismo de preço por oferta”) delineará uma proposta para introdução da formação de preços por ofertas no Brasil, que deve também introduzir alguns elementos “híbridos” de mercados baseados em custos, para mitigar os riscos à segurança de suprimento e de poder de mercado. Os elementos introduzidos serão avaliados cuidadosamente de acordo à realidade brasileira. A introdução de liquidação dupla, redução do preço-piso e aumento do preço-teto, iniciativas paralelas identificadas como imprescindíveis neste paradigma, deverão ser

endereçadas na proposta, junto com outros elementos cruciais.

Em última análise, a decisão sobre qual paradigma e quais iniciativas adotar deve ser baseada em um diálogo aberto e inclusivo entre todos os *stakeholders* do setor elétrico brasileiro. Este relatório serve como um ponto de partida para essas discussões, oferecendo uma análise detalhada e comparativa que ilumina os caminhos possíveis para a evolução do mercado brasileiro.

8. Referências bibliográficas

- [1] L. V. Kantorovich, *The Best Use of Economic Resources*, vol. 67. in *The Swedish Journal of Economics*, vol. 67. 1965. doi: 10.2307/3439304.
- [2] K. J. Arrow and G. Debreu, “Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy,” *Econometrica*, vol. 22, no. 3, pp. 265–290, Jul. 1954.
- [3] A. Philpott, M. Ferris, and R. Wets, “Equilibrium, uncertainty and risk in hydro-thermal electricity systems,” *Math Program*, vol. 157, no. 2, pp. 483–513, 2016, doi: 10.1007/s10107-015-0972-4.
- [4] M. Pollitt, “Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries,” *Journal of Network Industries*, Sep. 2004, doi: 10.1177/178359170400500301.
- [5] D. V. Rotaru, “The UK Electricity Market: Evolution During the Liberalization Process,” *CES Working Papers*, Jan. 2013, doi: 10.1049/ic:20040143.
- [6] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, “Spot Pricing of Electricity,” pp. 131–149, 1988, doi: 10.1007/978-1-4613-1683-1_6.
- [7] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. 2002.
- [8] S. Hunt, *Making Competition Work in Electricity*. 2002.
- [9] M. Farivar and S. H. Low, “Branch Flow Model: Relaxations and Convexification (Parts I, II),” *arXiv*, 2012, doi: 10.48550/arxiv.1204.4865.
- [10] A. Papavasiliou, “Analysis of Distribution Locational Marginal Prices,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4872–4882, Sep. 2018, doi: 10.1109/tsg.2017.2673860.
- [11] B. Hua and R. Baldick, “A Convex Primal Formulation for Convex Hull Pricing,” *arXiv*, 2016, doi: 10.48550/arxiv.1605.05002.
- [12] P. Andrianesis, D. Bertsimas, M. C. Caramanis, and W. W. Hogan, “Computation of Convex Hull Prices in Electricity Markets with Non-Convexities using Dantzig-Wolfe Decomposition,” *arXiv*, 2020, doi: 10.48550/arxiv.2012.13331.
- [13] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, “Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 634–643, 2005, doi: 10.1109/tpwrs.2005.846221.
- [14] J. D. Garcia, A. Street, T. Homem-de-Mello, and F. D. Muñoz, “Application-Driven Learning: A Closed-Loop Prediction and Optimization Approach Applied to Dynamic Reserves and Demand Forecasting,” *Arxiv*, 2021, doi: 10.48550/arxiv.2102.13273.

- [15] F. D. Galiana, F. Bouffard, J. M. Arroyo, and J. F. Restrepo, “Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves,” *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 1970–1983, 2005, doi: 10.1109/jproc.2005.857492.
- [16] A. Moreira, A. Street, and J. M. Arroyo, “Energy and reserve scheduling under correlated nodal demand uncertainty: An adjustable robust optimization approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 91–98, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.015.
- [17] W. W. Hogan and S. L. Pope, “PJM reserve markets: Operating reserve demand curve enhancements,” Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University, Cambridge, MA. [Online]. Available: https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_pope_pjm_report_032119.pdf
- [18] L. Ribeiro, A. Street, D. Valladão, A. C. Freire, and L. Barroso, “Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 220, p. 109364, 2023, doi: 10.1016/j.eprsr.2023.109364.
- [19] P. Lino, L. A. N. Barroso, M. V. F. Pereira, R. Kelman, and M. H. C. Fampa, “Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets,” *Ann Oper Res*, vol. 120, no. 1–4, pp. 81–97, 2003, doi: 10.1023/a:1023322328294.
- [20] M. Resende and G. Cunha, “Alternativas para a Implementação de Mercados baseados em Ofertas e suas Consequências para Hidrelétricas em Cascata,” in XXVI SNPTEE. 2022.
- [21] Comitê de Revitalização, “Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Relatórios de Progresso,” 2002.
- [22] PSR, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Proposta de mecanismo conceitual,” Engie, Jun. 2021.
- [23] Coase and H. Ronald, “The Problem of Social Cost,” *Journal of Law & Economics*, vol. 3, no. 1, pp. 1–44, 1960, doi: 10.1086/466560.
- [24] P. D. Klemperer and M. A. Meyer, “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty,” *Econometrica*, vol. 57, no. 6, p. 1243, 1989, doi: 10.2307/1913707.
- [25] M. M. Resende, “Equilíbrios De Nash em Mercados Elétricos com Funções de Oferta Quadráticas Cotadas,” PUC, 2023.
- [26] R. J. Aumann, “Subjectivity and correlation in randomized strategies,” *J. Math. Econ.*, vol. 1, no. 1, pp. 67–96, 1974, doi: 10.1016/0304-4068(74)90037-8.
- [27] T. Roughgarden and I. Talgam-Cohen, “Approximately Optimal Mechanism Design,” *Annual Review of Economics*, 2019, doi: 10.1146/annurev-economics-080218-025607.
- [28] L. A. Barroso, R. D. Carneiro, S. Granville, M. V. Pereira, and M. H. C. Fampa, “Nash Equilibrium in Strategic Bidding: A Binary Expansion Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 629–637, 2006, doi: 10.1109/tpwrs.2006.873127.

- [29] B. Fanzeres, A. Street, and D. Pozo, “A Column-and-Constraint Generation Algorithm to Find Nash Equilibrium in Pool-Based Electricity Markets,” *Electr Pow Syst Res*, vol. 189, p. 106806, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106806.
- [30] B. C. Flach, L. A. Barroso, and M. V. F. Pereira, “Long-term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a stochastic dual dynamic programming approach,” *Iet Generation Transm Distribution*, vol. 4, no. 2, p. 299, 2010, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0107.
- [31] J. D. Garcia and R. Chabar, “Modelling power markets with multi-stage stochastic Nash equilibria,” *Arxiv*, 2019, doi: 10.48550/arxiv.1903.12539.
- [32] Z.-Q. Luo, J.-S. Pang, and D. Ralph, *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*. 1996.
- [33] F. L. F. G. Nazaré, G. R. Cunha, and J. P. T. Bastos, “Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e impactos,” *XXV SNPTEE*, 2019.
- [34] F. D. Munoz, S. Wogrin, S. S. Oren, and B. F. Hobbs, “Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs,” *Energy J.*, vol. 39, no. 3, pp. 51–68, 2018, doi: 10.5547/01956574.39.3.fmun.
- [35] 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.
- [36] Dictuc and Vinken, “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes.” Comisión Nacional de Energía, 2021. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>
- [37] ECCO International, “Design of a Bid-based Wholesale Energy Market, Ancillary Services and Capacity Market in Chile.” Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/01/ECCO_CHILE_CEN_BID_BASED_MARKET_DESIGN_TASKS1-2_FINAL.pdf
- [38] L. Barroso, S. Granville, P. Jackson, M. Pereira, and E. Read, “Overview of Virtual Models for Reservoir Management in Competitive Markets,” *Proceedings 4th IEEE/Cigr International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Markets, Bergen, Norway*, 2012.
- [39] Comitê de Revitalização, “Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Dificuldades na Contabilização do MAE,” 2002.
- [40] PSR, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Avaliação conceitual e estratégias de desenho,” Engie, Apr. 2021.
- [41] PSR, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Visão internacional,” Engie, May 2021.

- [42] PSR, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Desenho detalhado,” Engie, Feb. 2022.
- [43] ELO Group, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Visão de Processos,” Engie, Aug. 2021.
- [44] PSR, “Propostas de metodologias para a formação de preços por ofertas no Brasil: Roadmap de implementação,” Engie, Dec. 2021.
- [45] L. I. de Castro, G. G. Borges, and L. F. C. Simone, “O Futuro da Formação de Preços de Energia no Brasil,” *Rev. Econ. Contemp.*, vol. 27, pp. 1–54, 2023, doi: 10.1590/198055272710.
- [46] ONS, “O Sistema em números.” Accessed: Nov. 06, 2023. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- [47] SIGET, “Boletín de Estadísticas Eléctricas,” Dec. 2022.
- [48] EPSIS, “Generation capacity by generator.” Accessed: Sep. 01, 2023. [Online]. Available: <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkpoBcrGrid.do?menuId=020400>
- [49] CNE, “Reporte Capacidad Instalada Generación.” Jul. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
- [50] XM, “Listado de recursos de generación.” [Online]. Available: https://sinergox.xm.com.co/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={CA2AAC95-83D2-4573-AEB9-42C0CC10780C}&file=Listado_Recurso_Generacion.xlsx&action=default
- [51] EOR, “Planeamiento Operativo de América Central 2023-2024 (actualización julio 2023),” Jul. 2023.
- [52] European Network of Transmission System Operators, “Transparency Platform.” [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [53] Department for Energy Security & Net Zero (DESNZ), “Power stations in the United Kingdom, May 2023 (DUKES 5.11).” [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- [54] Electricity Market Information, “Existing generation plant.” [Online]. Available: <https://www.emi.ea.govt.nz/Wholesale/Datasets/Generation/GenerationFleet/Existing>
- [55] California Energy Commission, “Electric Generation Capacity and Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>
- [56] Monitoring Analytics, “Monitoring Analytics. State of the Market Report for PJM 2022,” 2023. [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml

- [57] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), “Capacity Demand and Reserves Report December 2023.” [Online]. Available: <https://www.ercot.com/gridinfo/resource>
- [58] D. Roam, “Harvey balls? Harvey who?” Mar. 20, 2006. Accessed: Jul. 13, 2023. [Online]. Available: https://digitalroam.typepad.com/digital_roam/2006/03/harvey_balls_ha.html
- [59] CPAMP, “Consolidação das propostas de aprimoramentos metodológicos e avaliação da parametrização do CVaR,” 2019.
- [60] A. Philpott, M. Ferris, and R. Wets, “Equilibrium, uncertainty and risk in hydro-thermal electricity systems,” *Math. Program.*, vol. 157, no. 2, pp. 483–513, 2016, doi: 10.1007/s10107-015-0972-4.
- [61] C. Weare, *The California electricity crisis: causes and policy options*, vol. 41. 2004. doi: 10.5860/choice.41-6661.
- [62] T. W. Ngo and Y. Wu, *Rent Seeking in China*. in Routledge Contemporary China Series. Taylor & Francis, 2008. [Online]. Available: <https://books.google.com.br/books?id=qXJ8AgAAQBAJ>
- [63] Z. Gemignani, “Better Know a Visualization: Understanding Parallel Coordinates Charts.” Accessed: Mar. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.juiceanalytics.com/writing/writing/parallel-coordinates>
- [64] Secretaría de Energía, “PRODESEN 2023-2037.” May 31, 2023.
- [65] Global Energy Monitor, “Global Energy Monitor Website.” [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/>
- [66] G. E. Monitor, “GEM Wiki.” [Online]. Available: https://www.gem.wiki/Main_Page
- [67] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Informe de Supervisión del Mercado Peninsular Mayorista Al Contado de Electricidad Año 2021.” 2023. [Online]. Available: <https://www.cnmec.es/expedientes/isde01322>
- [68] Autoridade Reguladora de Energia Norueguesa, “Ownership in Norwegian hydro and wind power.” [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/eierskap-i-norsk-vann-og-vindkraft/>
- [69] Trading Economics, “UK Natural Gas.” [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/uk-natural-gas>
- [70] Wikipedia, “List of power stations in California.” [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_California
- [71] Public Utility Commission of Texas (PUCT), “PGC facility.” [Online]. Available: <https://www.puc.texas.gov/industry/electric/business/pgc/pgc.aspx>
- [72] T. O. Kvålseth, “Relationship Between Concentration Ratio and Herfindahl-Hirschman Index: a Re-examination Based on Majorization Theory,” *Heliyon*, vol. 4, no. 10, p. e00846, Oct. 2018.

- [73] A. N. das Á. (ANA) and C. de E. em S. da E. de A. de E. de S. P. da F. G. V. (GVCES), “Instrumentos econômicos aplicados à gestão de recursos hídricos: caminhos para sua adoção em situações de conflito pelo uso da água no Brasil.” [Online]. Available: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/7a7e56b1-34da-4dac-9622-fa893cfd206e/content>
- [74] UT, “Precio MRS promedio diario.” [Online]. Available: <https://www.ut.com.sv/spot-promedio-diario-2>
- [75] CCEE, “InfoPLD.” Accessed: Nov. 06, 2023. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>
- [76] EIA, “Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data.” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/wholesale/>
- [77] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo Marginal Real.” Accessed: Oct. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- [78] XM, “Precio promedio ponderado de bolsa.” [Online]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>
- [79] Operador del Mercado Ibérico de Energía Espanhol, “Day-Ahead Market Operation.” 2023. [Online]. Available: <https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/day Ahead Market.pdf>
- [80] Centro Nacional de Control de Energía, “Precios MDA.” [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMDA.aspx>
- [81] Nord Pool, “Market Data.” [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1>
- [82] Ministry of Business Innovation and Employment, “Electricity statistics.” [Online]. Available: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-statistics/electricity-statistics/>
- [83] Monitoring Analytics, “Components of PJM Price.” [Online]. Available: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml
- [84] EPSIS, “Electric Power Statistics Information System website.” Accessed: Aug. 09, 2023. [Online]. Available: <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkccIntroEn.do?menuId=090101>
- [85] Potomac Economics, “Wholesale Electricity Market Monthly Reports.” [Online]. Available: <https://www.potomaceconomics.com/document-library/?filtermarket=ERCOT&filterorder=DESC>
- [86] Ofgem, “Wholesale Day Ahead Contracts Price Trends.” [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/wholesale-market-indicators>
- [87] National Load Dispatch Center, “UPDATES ON VIETNAM POWER SYSTEM AND ELECTRICITY MARKET OPERATION.” 2022. Accessed: Oct. 04, 2023. [Online]. Available: https://vepg.vn/wp-content/uploads/2023/06/EN_NLDC_Updates-on-Vietnam-Power-System-and-Electricity-Market.pdf

- [88] R. Pittman, “Which direction for South Korean electricity policy?,” *Korean Energy Economic Review*, vol. 13, no. 1, pp. 145–178, Mar. 2014.
- [89] Breves de Energia, “Eventuales comportamientos anticompetitivos en la declaración de los precios de carbón en generación.” [Online]. Available: <https://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/eventuales-comportamientos-anticompetitivos-en-la-declaracion-de-los-precios-de-carbon-en-generacion/>
- [90] G. A. Jehle and P. J. Reny, *Advanced Microeconomic Theory*. in The Addison-Wesley series in economics. Financial Times/Prentice Hall. [Online]. Available: <https://books.google.com.br/books?id=1c2tbwAACAAJ>
- [91] C. Batlle, P. Rodilla, and P. Mastropietro, “Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios.” 2018.
- [92] KPX, “Korean Electricity Market Overview and Challenges,” Oct. 2019. Accessed: Aug. 09, 2023. [Online]. Available: https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a20601000000&bid=0058&act=view&list_no=59573&tag=&nPage=1
- [93] F. A. Wolak, “Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets,” *Am. Econ. Rev.*, vol. 101, no. 3, pp. 247–252, 2011, doi: 10.1257/aer.101.3.247.
- [94] Wolak and A. Frank, “Wholesale Electricity Market Design,” 2020, doi: 10.1017/cbo9781107415324.004.
- [95] A. Street, “PLD negativo? Em diversos países os custos de oportunidade do sistema são levados aos agentes através do preço spot.” [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/in/alexandrestreet/>
- [96] CCEE, “Relatório do Grupo Temático: Mecanismos de Formação de Preço,” 2019.
- [97] A. Soares, R. Perez, W. Morais, and S. Binato, “Addressing the Time-Varying Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Method on Generation and Transmission Investment Planning Decisions,” *Arxiv*, 2019, doi: 10.48550/arxiv.1910.00454.
- [98] MegaWhat, “Sem decisão da Aneel, representação da resposta da demanda na formação de preço é adiada.” Accessed: Mar. 14, 2024. [Online]. Available: <https://megawhat.energy/noticias/consumo-geracao-governanca-planejamento-regulacao/152176/sem-decisao-da-aneel-representacao-da-resposta-da-demanda-na-formacao-de-preco-e-adiada>
- [99] ONS, “Programa de Resposta da Demanda.” Accessed: Mar. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>
- [100] E. G. Tsimopoulos, C. N. Dimitriadis, and M. C. Georgiadis, “Financial arbitrage in electricity markets via virtual bidding,” *Computers & Chemical Engineering*, vol. 181, p. 108550, 2024, doi: 10.1016/j.compchemeng.2023.108550.

- [101] A. Jha and F. Wolak, “Can Forward Commodity Markets Improve Short-Term Market Performance? Evidence from Wholesale Electricity,” 2020, doi: 10.3386/w25851.
- [102] 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.
- [103] PJM Interconnection, “Virtual Transactions in the PJM Energy Markets,” Oct. 2015.
- [104] L. A. Barroso, S. Granville, P. David, and Á. Veiga, “Contratação e Aversão ao Risco no Despacho Competitivo da Geração,” in *XVII SNPTEE*, 2003.
- [105] R. Kelman, L. A. N. Barroso, and M. V. F. Pereira, “Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 354–359, 2001, doi: 10.1109/59.932268.
- [106] S. D. McRae and F. A. Wolak, “How do firms exercise unilateral market power? Empirical evidence from a bid-based wholesale electricity market,” *The Manufacturing of Markets: Legal, Political and Economic Dynamics*, pp. 390–420, 2013, doi: 10.1017/cbo9781107284159.024.

9. Anexo I: Passo a passo do cálculo da volatilidade de preços

Este anexo detalha a metodologia aplicada no cálculo das volatilidades apresentadas na seção 5.1.4.

Passo 1: Calcular o desvio padrão das variações percentuais após passadas T etapas:

$$\sigma_T = \sqrt{\mathbb{V}(\log(X_t) - \log(X_{t-T}))}$$

Onde:

- \mathbb{V} é a variância de uma variável aleatória, $\mathbb{V}(X) = \mathbb{E}(X^2) - \mathbb{E}(X)^2$
- Cada instante de tempo t representa uma amostra da variável aleatória X_t
- A função \log é o logaritmo natural (implicitamente exige-se $X_t > 0$)

Nota-se que a variação $\log(X_t) - \log(X_{t-T})$ representa a taxa de crescimento normalizada ao longo de T períodos. No cálculo apresentado neste relatório, trabalha-se com etapas mensais (X_t representa a média de preços da eletricidade ao longo de 1 mês). O parâmetro T é comumente chamado de *lag*, e σ_T representa o desvio padrão das variações percentuais entre as observações para cada período t e as observações de T períodos antes (período $t - T$).

Passo 2: Calcular a métrica de volatilidade:

$$\hat{\sigma}_T = \sigma_T \cdot \frac{\sqrt{T_0}}{\sqrt{T}}$$

Onde:

- T_0 é um “número de períodos de referência” para o cálculo da volatilidade. Em particular, utilizamos $T_0 = 12$ para representar a volatilidade em base anual, com dados de X_t em base mensal

Nota-se que a expressão clássica para a representação da volatilidade σ é $\sigma_T = \sigma\sqrt{T}$ (e, portanto, $\hat{\sigma}_T$ assume o papel de σ nesta expressão).

Passo 3: Analisar o comportamento da métrica de volatilidade:

Temos 3 casos principais:

- $\hat{\sigma}_T$ é constante em T : indica que o desvio padrão do crescimento após T períodos aumenta exatamente proporcionalmente em \sqrt{T} , o que é condizente com um movimento Browniano geométrico para X_t (passeio aleatório em $\log(X_t)$). Nota-se que esta é a hipótese usual para o cálculo da volatilidade (o cálculo de σ independe do T escolhido).
- $\hat{\sigma}_T$ é decrescente em T : indica que a incerteza em períodos mais distantes (T elevado) é *proporcionalmente menor* do que o que seria esperado considerando a volatilidade medida em intervalos mais curtos (T pequeno) e a hipótese de passeio aleatório. Este comportamento

acontece, por exemplo, em *modelos autorregressivos* (com coeficiente de autorregressão <1), já que há uma convergência no longo prazo.

- $\hat{\sigma}_T$ é crescente em T : indica que a incerteza em períodos mais distantes (T elevado) é *proporcionalmente maior* do que o que seria esperado considerando a volatilidade medida em intervalos mais curtos (T pequeno) e a hipótese de passeio aleatório. Este tipo de comportamento é observado na prática para alguns ativos negociados em bolsa, e indica que há componentes relevantes para a dinâmica/variabilidade de longo prazo de um ativo que não são devidamente capturados pela volatilidade indicativa calculada com base em intervalos mais curtos.

Na prática, os dados avaliados na seção 5.1.4 não envolveram nenhuma tendência de $\hat{\sigma}_T$ crescente em T , apenas constantes ou decrescentes.

10. Anexo II: Caracterização estrutural de mecanismos de formação de preço

Esse Anexo recorda a estrutura tabular usada para caracterizar mecanismos de formação de preço, montada em relatórios anteriores (e.2.r2 e e.3.r) e utilizada novamente na seção 3.5 do presente relatório.

Tabela 29: Resumo da representação e declaração de variáveis na formação de preços (exemplo)

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

Cada uma das 12 células representadas na Tabela 29 deve conter uma única classificação. As linhas correspondem a algumas das principais *features* dos problemas de otimização tipicamente envolvidos no despacho e formação de preço do setor elétrico, descritos a seguir. Nota-se que estas *features*, embora muitas vezes estejam ligadas a tecnologias específicas para a provisão do serviço, podem ser descritas de forma agnóstica à tecnologia:

- Os compromissos de *geração forçada* são representados no modelo como quantidades “fixas” a produzir (ou consumir) de forma não-despachável. Para um gerador térmico, por exemplo, esta linha pode estar relacionada com a representação de uma geração fixa – mas outras tecnologias como renováveis e demandas também podem ser representadas como compromissos fixos dependendo da implementação.
- A *curva quantidade-preço* representa uma relação entre uma geração (ou consumo) flexível e um custo (ou benefício) associado, que pode ser introduzido ao problema de otimização para

otimização de custos. Para um gerador térmico em um mercado por custos, esta em geral é simplesmente a curva de custo de geração – mas a curva quantidade-preço também pode representar custos de oportunidade, disposições a receber, e outros conceitos.

- As *variáveis inteiras de unit commitment* indicam a representação explícita de variáveis binárias do tipo “ligado ou desligado” para alguns geradores ou unidades. Geradores térmicos muitas vezes têm este tipo de representação (com custos de arranque ou níveis de geração mínima relacionados a quais unidades estão ligadas), mas há outras tecnologias que podem se beneficiar desta representação também, como a noção de *unit commitment* hidráulico.
- A *otimização de armazenamento* envolve a representação de um recurso (armazenável) que pode ser usado em diferentes horas do dia – permitindo que o operador escolha qual o período no qual este despacho seria mais benéfico ao sistema. Este tipo de representação é mais comumente associada a geradores hidrelétricos, mas hipoteticamente pode ser generalizado (um gerador térmico em situação de baixa disponibilidade de gás, por exemplo, poderia utilizar este mesmo tipo de representação para concentrar o uso do gás disponível nas horas de ponta).

Para cada uma dessas possíveis *features* (linhas da Tabela 29), caracterizamos a sua representação em cada um dos mercados estudados por meio de três componentes (representadas pelas colunas da Tabela 29):

- A componente *representação no problema de otimização* indica se a *feature* indicada em cada linha está contemplada pelas regras de formação de preço do mercado analisado. De modo a acomodar as características particulares de cada *feature*, a categorização utilizada nesta coluna varia linha a linha:
 - Para os compromissos de *geração forçada*, as *variáveis inteiras de unit commitment* e a *otimização de armazenamento*, há três possibilidades (idênticas para estas três linhas): (i) *não representado*, quando o problema de otimização não contempla este tipo de representação; (ii) *representação explícita*, quando a possibilidade de representar este tipo de *feature* é referenciada diretamente e explicitamente; (iii) *representação equivalente* (ou implícita), em que existe uma forma “equivalente” de se representar a restrição em questão. Por exemplo, a geração forçada pode ser representada de forma “equivalente” por uma curva quantidade-preço em que o preço é $\pm\infty$; uma restrição de *unit commitment* pode ser representada por meio de dependências condicionais (“se o gerador for acionado na hora t . precisa ser acionado também nas horas $t + 1$, $t + 2$, $t + 3$ ”); e uma otimização de armazenamento pode ser representada por meio de dependências mutuamente exclusivas (“o gerador pode ser acionado na hora t . desde que ele não seja acionado também nas horas $t + 1$, $t + 2$, $t + 3$ ”).
 - Para a *curva quantidade-preço*, há três principais possibilidades: (i) *bastante limitada*, usualmente quando a função custo deve seguir algumas características rígidas (constante em todas as horas do dia, descrito por apenas 1 ou 2 patamares na curva quantidade-preço, ou outra limitação análoga); (ii) *bastante flexibilidade*, quando as regras de mercado permitem uma representação bastante rica e com múltiplos segmentos de preço-quantidade para esta relação; e (iii) *alguma flexibilidade*, para países com representação de complexidade “intermediária”.
- A componente *flexibilidade de declaração dos agentes* indica a influência que os agentes têm ou podem ter, para a representação dos parâmetros chave que caracterizam essa *feature* de representação no problema de otimização. Esta componente é caracterizada entre (i) *nenhuma flexibilidade*, quando esta *feature* não é representada no problema de otimização ou quando está totalmente fora do controle do agente (i.e. parametrização inteiramente centralizada); (ii)

flexibilidade *esporádica*, quando há um processo que possibilita revisar estes parâmetros em intervalos relativamente espaçados (no mínimo 1 mês); (iii) possibilidade de declaração *frequente com validação*, quando os agentes podem submeter novas informações com uma frequência maior (por exemplo, semanalmente ou diariamente) mas em que esta informação é comparada com parâmetros de referência calculados centralizadamente de forma relativamente restrita; e (iv) possibilidade de declaração *frequente flexível*, em que ou não são feitas validações pelo operador ou são feitas validações comparativamente brandas, dando mais flexibilidade aos agentes.

- Nota-se que um mercado que fosse ao extremo na representação “por custos” teria todas as componentes desta coluna representadas como “nenhuma”; ao passo que um mercado que fosse ao extremo na representação “por ofertas” teria todas as componentes desta coluna representadas como “frequente flexível”. Na prática, quase todos os mercados adotam algum tipo de solução híbrida, combinando componentes “por custo” e “por oferta” em diferentes elementos representados no problema de otimização.
- A componente *distinção entre tecnologias* indica se, na regulamentação do país, há diferenciação entre as tecnologias no seu acesso à *feature* representada na linha em questão. Nota-se que as duas primeiras colunas da tabela são preenchidas de acordo com a tecnologia que possui *maior* flexibilidade (para representação no problema de otimização e para ajustes de parâmetros pelos agentes), de modo que a coluna de distinção entre as tecnologias deve indicar: (i) se o tipo de representação descrito na linha em questão é *restrito* a poucas tecnologias (por exemplo, se apenas geradores térmicos têm acesso a determinada *feature* de representação ou se outros geradores têm menos flexibilidade para ajuste de parâmetros); (ii) se a representação está disponível a essencialmente todas as *tecnologias de geração* centralizada, inclusive geradores renováveis ou híbridos de grande porte; (iii) se a representação está disponível a essencialmente *todas as tecnologias* de natureza física, inclusive agentes de demanda; e (iv) se a representação, além de estar disponível para todas as tecnologias, também é estendida *inclusive a ofertas “virtuais”*, isto é, a agentes comercializadores que não possuem nenhum ativo físico. Uma quinta opção é indicar nesta coluna que a distinção *não se aplica*, quando o país não prevê que esta representação esteja disponível a nenhuma tecnologia.

Esta estrutura sintética permite facilmente fazer algumas comparações entre a regulamentação dos diferentes países – por um lado, indicando o quão *abrangentes e flexíveis* são as representações do problema de otimização adotadas (informações das colunas 1 e 3 da Tabela 29), e por outro indicando o grau de *flexibilidade e autonomia* concedido aos agentes para a representação do problema (informações da coluna 2). Esta estrutura também deixa claro que a classificação dos países entre mercados “por custo” ou “por oferta” tem natureza multifacetada, havendo um conjunto amplo de possíveis soluções “híbridas” que podem ser implementados.

11. Anexo III: Respostas às entrevistas

11.1. IMPORTÂNCIA DOS QUESITOS

A nove especialistas, foi feita a pergunta “para você, qual a importância de cada quesito abaixo para a escolha do mecanismo de formação de preço no Brasil?”. Os entrevistados podiam responder “alta”, “média” ou “baixa”, para cada um dos quesitos discutidos na seção 4.2. A Tabela 30 mostra as respostas, de forma anônima.

Tabela 30: Resposta dos entrevistados à pergunta “para você, qual a importância de cada quesito abaixo para a escolha do mecanismo de formação de preço no Brasil?”

Quesito	Entrevistado								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Adaptabilidade face a uma realidade dinâmica	Alta	Média	Alta	Baixa	Média	Alta	Média	Média	Alta
Extração da informação descentralizada	Baixa	Alta	Média	Alta	Média	Alta	Média	Média	Média
Robustez a poder de mercado	Alta	Alta	Alta	Média	Média	Média	Alta	Alta	Alta
Robustez a externalidades em cascatas	Baixa	Média	Alta	Alta	Baixa	Média	Alta	Baixa	Alta
Extração da aversão a risco do mercado	Média	Média	Média	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Alta	Média
Robustez a lobbies e grupos de interesse	Média	Baixa	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Alta	Média	Alta
Clareza dos critérios operativos	Média	Baixa	Média	Média	Média	Baixa	Alta	Média	Média
Representação de correlações informac.	Baixa	Baixa	Média	Alta	Média	Média	Baixa	Baixa	Baixa
Seg. de sup. ante comport. adversos dos agentes	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Média	Média	Alta	Alta
Seg. de sup. ante erros do operador	Alta	Baixa	Média	Média	Alta	Alta	Média	Média	Alta
Minimização do impacto da transição	Média	Baixa	Média	Baixa	Baixa	Baixa	Média	Média	Média

11.2. DESEJABILIDADE DAS INICIATIVAS PARALELAS

Aos mesmos nove especialistas da equipe consultora, foi feita a pergunta “para você, o quão desejáveis são as seguintes iniciativas de desenho, se o Brasil seguir para um caminho de preços por custos/ofertas?”. Os entrevistados podiam classificar em “imprescindível”, “prioritário”, “desejável”, “tenho dúvidas” ou “indesejável” (em ordem do mais para o menos desejável), para cada uma das iniciativas discutidas no capítulo 6. Um dos especialistas optou por não responder a duas iniciativas, alegando falta de conhecimento sobre o tema específico. Esses casos aparecem como “Sem nota” nas tabelas abaixo.

A Tabela 31 mostra as respostas, de forma anônima, para o caminho “manutenção do paradigma por custos”. A Tabela 32 mostra as respostas para o caminho “migração para um paradigma por ofertas”. Em ambas, utilizou-se as seguintes abreviações: (i) 1.IMP para imprescindível, (ii) 2.PRI para prioritário, (iii) 3.DES para desejável, (iv) 4.DUV para quando o entrevistado indicou dúvida se a iniciativa seria desejável ou indesejável, (v) 5.IND para indesejável, (vi) 0.NA para quando o entrevistado não classificou este item.

Vale observar que o entrevistado 1 é o mesmo nas três tabelas desse capítulo (Tabela 30, Tabela 31 e Tabela 32). O mesmo vale para os entrevistados 2, 3, 4, etc. Isto é, a ordem dos entrevistados não foi trocada de uma tabela para a outra.

Tabela 31: Resposta dos entrevistados à “para você, o quão desejáveis são as seguintes iniciativas de desenho, se o Brasil seguir para um caminho de preços por custos?”

Iniciativa	Entrevistado								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Introduzir liquidação dupla	2.PRI	2.PRI	1.IMP	2.PRI	4.DUV	1.IMP	2.PRI	2.PRI	3.DES
Introduzir liq. Intradiárias	3.DES	4.DUV	4.DUV	4.DUV	4.DUV	4.DUV	2.PRI	4.DUV	4.DUV
Revisar o detalhe temporal dos preços	4.DUV	3.DES	1.IMP	4.DUV	4.DUV	4.DUV	1.IMP	4.DUV	4.DUV
Revisar o detalhe espacial dos preços	4.DUV	3.DES	3.DES	3.DES	3.DES	4.DUV	3.DES	4.DUV	3.DES
Unificar os modelos para formação do preço e do despacho	3.DES	4.DUV	2.PRI	3.DES	3.DES	1.IMP	1.IMP	3.DES	1.IMP
Aumentar o preço-teto	1.IMP	2.PRI	1.IMP	4.DUV	3.DES	4.DUV	2.PRI	2.PRI	4.DUV
Reduzir o preço-piso	2.PRI	1.IMP	1.IMP	3.DES	2.PRI	4.DUV	2.PRI	2.PRI	2.PRI
Criar produtos para reserva de curto prazo	1.IMP	2.PRI	2.PRI	4.DUV	4.DUV	3.DES	3.DES	1.IMP	2.PRI
Introduzir restrições de UC hidráulico	1.IMP	1.IMP	1.IMP	0.NA	3.DES	1.IMP	1.IMP	2.PRI	3.DES
Revisar o critério de desempate no despacho	4.DUV	3.DES	1.IMP	0.NA	3.DES	1.IMP	3.DES	3.DES	3.DES
Refinar os modelos de participação da demanda	2.PRI	2.PRI	1.IMP	4.DUV	3.DES	4.DUV	2.PRI	3.DES	3.DES

Tabela 32: Resposta dos entrevistados à “para você, o quão desejáveis são as seguintes iniciativas de desenho, se o Brasil seguir para um caminho de preços por ofertas?”

Iniciativa	Entrevistado								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Introduzir liquidação dupla	1.IMP	1.IMP	1.IMP	1.IMP	1.IMP	1.IMP	2.PRI	1.IMP	2.PRI
Introduzir liq. Intradiaárias	2.PRI	3.DES	3.DES	4.DUV	4.DUV	4.DUV	1.IMP	3.DES	4.DUV
Revisar o detalhe temporal dos preços	4.DUV	3.DES	1.IMP	4.DUV	4.DUV	4.DUV	1.IMP	4.DUV	4.DUV
Revisar o detalhe espacial dos preços	4.DUV	2.PRI	3.DES	3.DES	3.DES	4.DUV	2.PRI	4.DUV	3.DES
Unificar os modelos para formação do preço e do despacho	1.IMP	4.DUV	2.PRI	3.DES	3.DES	1.IMP	2.PRI	3.DES	1.IMP
Aumentar o preço-teto	1.IMP	1.IMP	1.IMP	4.DUV	1.IMP	4.DUV	2.PRI	2.PRI	1.IMP
Reduzir o preço-piso	1.IMP	1.IMP	1.IMP	3.DES	1.IMP	4.DUV	2.PRI	2.PRI	1.IMP
Criar produtos para reserva de curto prazo	1.IMP	2.PRI	2.PRI	4.DUV	3.DES	3.DES	2.PRI	1.IMP	2.PRI
Introduzir restrições de UC hidráulico	5.IND	2.PRI	1.IMP	0.NA	4.DUV	1.IMP	1.IMP	2.PRI	3.DES
Revisar o critério de desempate no despacho	3.DES	3.DES	2.PRI	0.NA	4.DUV	1.IMP	3.DES	3.DES	3.DES
Refinar os modelos de participação da demanda	2.PRI	2.PRI	1.IMP	4.DUV	2.PRI	4.DUV	2.PRI	2.PRI	3.DES
Permitir ofertas virtuais	1.IMP	4.DUV	4.DUV	3.DES	4.DUV	1.IMP	3.DES	3.DES	4.DUV

11.3. PERGUNTAS DE FOLLOW-UP

Para três iniciativas paralelas, foi feita uma pergunta adicional a todos os entrevistados que a classificassem como “desejável”, “prioritário” ou “imprescindível”. As iniciativas e perguntas foram:

- Revisar o detalhe temporal dos preços: “qual resolução temporal de preços deveria ser adotada?”
- Revisar o detalhe espacial dos preços: “o Brasil deveria aumentar o número de zonas (submercados) ou introduzir preços nodais?”
- Reduzir o preço-piso: “o preço-piso deveria ser positivo, nulo ou negativo?”

As respostas dos entrevistados foram as mesmas para os dois paradigmas (por custos e por ofertas, de modo que apresentamos em uma única tabela, abaixo).

Tabela 33: Resposta dos entrevistados às perguntas de *follow-up*

Iniciativa	Entrevistado								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Revisar o detalhe temporal dos preços		30 min	15 min				5 min ¹		
Revisar o detalhe espacial dos preços		Nodal	Nodal ²	Nodal	Nodal		Nodal	Mais zonas	Mais zonas ³
Reduzir o preço-piso	Negativo ⁴	Negativo ⁴	Negativo ⁴	Nulo ⁵	Negativo ⁴		Negativo	Negativo ⁴	Nulo

¹ A resposta precisa foi “a menor resolução possível, mas não menos que 5 minutos”.

² O entrevistado acredita só fazer sentido a revisão do detalhe espacial de preços para introdução de preços nodais. Aumentar o número de zonas traria poucos benefícios, para muitos custos com contratos legados.

³ O entrevistado acredita que o número de submercados deve ser aumentado gradativamente até chegar a uma resolução próxima ao nodal.

⁴ Os entrevistados expressaram preferência por um preço-piso negativo, mas acreditam que um preço nulo possa ser uma solução de compromisso aceitável.

⁵ O entrevistado acredita que, não havendo subsídios para renováveis, preços negativos não se justificariam no Brasil, mesmo com a existência de inflexibilidades térmicas.

12. Anexo IV: Endereçando a questão das externalidades nas cascatas

12.1. EXEMPLO ILUSTRATIVO DO FUNDAMENTO CONCEITUAL

Na seção 2.1, introduzimos as equações fundamentais da representação do problema centralizado (representado por um único problema de otimização, representando o problema do planejador central) e do problema descentralizado (representado por um problema de otimização para cada agente, mais uma condição de fechamento de mercado). Na ocasião, destacamos que o único tipo de *acoplamento* entre as decisões dos diferentes agentes deve ser na forma de equações no formato indicado abaixo, em que o problema de otimização de cada agente leva em conta o *preço sombra* π_r de cada uma dessas equações de balanço (para todo produto $r \in \mathcal{R}$).

$$\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a) \geq 0 \quad \forall r \in \mathcal{R}: \pi_r$$

Utilizando esta linguagem introduzida na seção 2.1, podemos construir uma representação-exemplo de um sistema com uma cascata hidrelétrica, ilustrando assim o problema introduzido na seção 2.2.4, associado às externalidades. Neste sistema exemplo, representamos dois *produtos* (um produto “energia” r^E e um produto “água” r^A), e também quatro *agentes*, dois dos quais participam apenas da equação de balanço do produto *energia* e dois dos quais (correspondentes às hidrelétricas em cascata) participam tanto do balanço do produto energia quanto do balanço do produto “água”. A Tabela 34 abaixo sintetiza a representação de cada um dos agentes, onde as duas últimas colunas representam as contribuições possíveis de cada agente em cada equação de balanço (isto é, os valores possíveis de g_{ar}).

Tabela 34: Síntese dos agentes envolvidos em um mercado simplificado com cascata hidrelétrica

Agente	Notação	Produtos	Intervalo para g_{a,r^E}	Intervalo para g_{a,r^A}
Demanda	a^D	Energia	$[-100,0]$	\emptyset
Termelétrica	a^T	Energia	$[0,80]$	\emptyset
Hidrelétrica a montante	a^M	Energia, Água	$[0,25]$	$[0,25]$
Hidrelétrica a jusante	a^J	Energia, Água	$[0,25]$	$[0,-25]$

A interpretação destes valores de g_{ar} representados na Tabela 34 é razoavelmente intuitivo, considerando que os agentes têm um conjunto limitado de *decisões* possíveis que ele pode tomar (notacionado $u_a \in \mathcal{U}_a$), e que esta decisão determina o quanto o agente irá produzir ($g_{ar} > 0$) ou consumir ($g_{ar} < 0$) de cada um dos produtos (embora nem todos os agentes participem da equação de balanço do produto água, como indicado anteriormente). Desta forma, o agente de demanda pode apenas *consumir* (pois todos os valores possíveis de g_{a^D,r^E} são negativos) algum valor entre zero e 100 MW, enquanto o agente termelétrico pode produzir até 80 MW e cada um dos dois agentes hidrelétricos pode produzir até 25 MW (com um mínimo de zero para a produção de cada agente gerador). Já o balanço de produto água (valores de g_{a,r^A} representados na última coluna) é utilizado para representar a dinâmica da cascata: nota-se que a hidrelétrica a montante *produz* uma quantidade de produto água igual concomitantemente com a sua geração ($g_{a^M,r^A} = g_{a^M,r^E}$), ao passo que a hidrelétrica a jusante *consome* uma quantidade de produto água igual à sua geração ($g_{a^J,r^A} = -g_{a^J,r^E}$).

A equação de balanço do produto água implica $\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{a,r^A}(u_a) \geq 0$, o que pode ser simplificado para

$g_{a^M,r^A} + g_{a^J,r^A} \geq 0$. Nota-se que, para que a hidrelétrica a jusante possa *consumir* (por exemplo) 10 unidades de produto água ($g_{a^J,r^A} = -10$), é necessário que a hidrelétrica a montante esteja *produzindo* ao menos 10 unidades de produto água ($g_{a^M,r^A} \geq 10$). Intuitivamente, isto corresponde justamente à situação de uma cascata: a produção da usina a jusante é limitada pela decisão de turbinamento da usina a montante.

Consequentemente, para descrever este sistema simplificado com hidrelétricas em cascata, é necessário representar dois produtos (água e energia), com as decisões de produção da hidrelétrica a montante e da hidrelétrica a jusante sendo *acopladas entre si* pelo produto água. Isto significa que, para poder utilizar os resultados de equivalência apresentados na seção 2.1, seria necessário introduzir dois preços: um preço para o produto energia $\pi_{r,E}$ e um preço para o produto água $\pi_{r,A}$. Na prática, entretanto, um arranjo como este é pouco realista: embora mercados elétricos de fato remunerem os agentes pelo produto energia de acordo com o preço marginal desse produto, de um modo geral o produto água não é precificado. Desta forma, os agentes hidrelétricos não “enxergam” o preço do produto água no momento de solucionar seus problemas de otimização individuais – e, portanto, o resultado da tomada de decisão descentralizada dos agentes (com a condição de fechamento de mercado) será *diferente* do resultado da otimização centralizada. Esta é a origem do problema da *externalidade nas cascatas*, endereçado na seção 2.2.4.

Dito de outra forma, nota-se que os agentes só conseguem “enxergar” o efeito de uma restrição do tipo $\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a) \geq 0$ (para qualquer produto r) na sua representação individualizada do problema por intermédio de um sinal de preços π_r que seja compatível com as condições de fechamento de mercado. Isto porque a representação individualizada não inclui a representação de agentes $a' \neq a$ (e portanto $g_{a'r}(u_{a'})$ não é conhecido do agente a). Logo, quando o sinal de preços para ao menos um produto r não é compatível com o preço marginal correspondente (como é o caso do produto água no exemplo acima), os agentes não internalizarão corretamente o efeito da restrição $\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a) \geq 0$, levando a uma desotimização do sistema.

12.2. POSSÍVEIS MECANISMOS PARA SOLUCIONAR O PROBLEMA

A partir da base teórica apresentada anteriormente, podemos concluir que as externalidades nas cascatas estão associadas ao fato de que existe um *produto* (no caso, o produto água) que gera um *acoplamento* entre as decisões de dois agentes (a decisão da hidrelétrica a jusante é restrita pela decisão da hidrelétrica a montante) e que *não é precificado* corretamente nos problemas de otimização individuais (os agentes “enxergam” o preço marginal para as suas compras e vendas de produto energia, mas não para as suas compras e vendas de produto água).

Desta forma, pode-se pensar em algumas soluções possíveis para esta questão das externalidades, como explorado em [20]:

- Uma primeira possibilidade é *eliminar o acoplamento* – por exemplo, garantindo que cada cascata possua apenas um proprietário. Como um único agente toma decisões por toda a cascata, as restrições de acoplamento podem ser representadas da forma $u_a \in \mathcal{U}_a$ (i.e. um conjunto de decisões possíveis para o problema individual), e não é mais necessário representá-las na forma de uma restrição de balanço ($\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{ar}(u_a) \geq 0$). Intuitivamente, quando um único agente é responsável pelas decisões de produção das duas hidrelétricas (a montante e a jusante), naturalmente ele considerará todo o seu portfólio em conjunto no momento de selecionar a decisão que maximize o seu lucro, de modo que não há mais externalidade. Um ponto negativo desta estratégia é exacerbar a possibilidade de algum exercício de poder de mercado por este

agente proprietário de toda a cascata (resultando em uma perda no quesito discutido na seção 4.2.4)

- Uma segunda possibilidade é *adicionar o sinal de preço faltante* – isto é, criar um mecanismo através do qual os dois agentes hidrelétricos na cascata possam entrar em um acordo a respeito do preço marginal $\pi_{r,A}$, e aplicar esse preço marginal à receita dos dois agentes (de modo que $\pi_{r,A}$ passa a influenciar as decisões dos agentes maximizadores de lucro). Esta é a proposta fundamental do mecanismo conhecido como *mercado atacadista de água* [19], [20]: nota-se que este mecanismo implica em um pagamento do agente a jusante (comprador de água) para o agente a montante (produtor de água). Uma dificuldade para a implementação desta solução na prática é que este é um “mercado” com apenas um comprador e um vendedor “natural” (a usina a montante “vende” a água que passa, e a usina a jusante a “compra”) – de modo que os agentes envolvidos deveriam entrar em um extenso acordo ex ante para a medição e valoração adequada desta água em trânsito.
- Uma terceira possibilidade é *descentralizar a responsabilidade* – tipicamente envolvendo a aplicação do Teorema de Coase (como explorado na seção 4.2.5) para argumentar que, mesmo sem nenhum mecanismo centralizado explícito para endereçar a questão das externalidades, os agentes poderiam chegar a arranjos similares por meio de acordos bilaterais voluntários (na ausência de custos de transação). Assim, ainda que as externalidades existam *explicitamente* (a cascata possui múltiplos proprietários e nenhum mecanismo para solucionar a externalidade é introduzido) caberia aos agentes a iniciativa de criar mecanismos que na prática “internalizariam” estas externalidades e, portanto, realinhariam os incentivos. O principal ponto negativo desta alternativa é que, caso haja custos de transação significativos (o que é em alguma medida esperado, dada a complexidade das cascatas brasileiras), tais arranjos podem não se materializar.
- Uma quarta possibilidade é *centralizar a responsabilidade* – definindo, por exemplo, que um tomador de decisão centralizado representando o interesse da sociedade passaria a ser o responsável exclusivo por tomar a decisão de operação da cascata. Nota-se que esta solução é análoga à primeira (eliminar o acoplamento colocando toda a cascata sob a responsabilidade de um único proprietário): a única diferença é se o agente responsável pela otimização da cascata deve ter o objetivo de maximizar lucro (que é o caso implicitamente se a cascata é controlada por um agente privado) ou se o seu objetivo é o mesmo do problema do planejador central. Esta alternativa, entretanto, pode não ser compatível com o arranjo atual do setor (exigiria a reestatização de ativos), além de potencializar o risco de falhas de governo nos termos introduzidos na seção 2.1.
- Finalmente, tem-se a possibilidade de *criação de um novo produto* – nos termos introduzidos na seção 12.1, este novo produto pode ser representado por um novo índice r^V , e ele teria a sua própria restrição de balanço $\sum_{a \in \mathcal{A}} g_{a,r^V}(u_a) \geq 0$, bem como o seu próprio preço marginal π^V que seria incorporado às funções lucro dos agentes. O mecanismo deve definir duas principais componentes: (i) primeiramente, que tipo de decisão os agentes podem tomar de modo a influenciar o balanço do produto r^V (representado pelo conjunto de escolhas possíveis $u_a \in \mathcal{U}_a$ e pelas funções $g_{a,r^V}(u_a)$) e (ii) também como as decisões descentralizadas dos agentes $g_{a,r^V}(u_a)$ devem ser consolidadas e convertidas em uma decisão conjunta de operação da cascata (isto é, influenciando as decisões g_{a,r^A} envolvendo o produto água). O comportamento destas duas componentes do mecanismo deve ser compatível com os *incentivos* que se deseja criar – isto é, deve contribuir para combater as externalidades das cascatas. Talvez o maior ponto negativo desta alternativa é a sua *complexidade*, exigindo a definição cuidadosa das suas componentes de forma a atingir o incentivo desejado.

O mecanismo de *reservatórios virtuais* indicado na seção 3.5.4 pertence a esta última categoria, de *criação de um novo produto*. É importante destacar que todas as alternativas possíveis têm seus prós e contras, e que a discussão de qual seria o melhor mecanismo para a mitigação da questão das externalidades das cascatas hidrelétricas em uma eventual implementação de um mecanismo de formação de preços “por ofertas adaptado” não está esgotada (e deverá ser retomada no relatório e.6.r). Entretanto, o mecanismo de reservatórios virtuais possui a vantagem de ter sido explorado para aplicação no setor elétrico brasileiro em referências como [20], [40] – de modo que o seu principal ponto negativo (ligado à sua *complexidade*) é em alguma medida mitigado. Além disso, o caso das cascatas brasileiras é bastante particular (conforme discutido na seção 5.1.2), tanto devido ao número de agentes envolvidos quanto devido à magnitude do sistema hidrelétrico brasileiro – de modo que aceitar o custo em complexidade de se adotar um mecanismo mais complexo pode ser justificável nessa situação.

12.3. EXEMPLO DE MECANISMO DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

O objetivo desta seção é ilustrar o funcionamento base do mecanismo de reservatórios virtuais, e que omitimos desta representação uma série de elementos mais complexos que na prática deverão ser endereçados – e exploraremos este desenho em mais detalhe no relatório e.6.r, no qual deve ser desenvolvido um desenho conceitual de mercado por ofertas adaptado recomendado para o Brasil. A título de exemplo, o mecanismo proposto deve ser capaz de endereçar (entre outros elementos): (i) a possibilidade de múltiplos reservatórios agregados em um mesmo reservatório virtual, (ii) a possibilidade de vertimento voluntário dentro de uma cascata (disponibilizar água para a usina a jusante), (iii) funções de produção não lineares (tanto em função do volume armazenado quanto em função do armazenamento), (iv) necessidade de ajustes para a compatibilização das informações de reservatório virtual com as informações de reservatório físico, (v) possibilidade de incorporar restrições hídricas à representação, etc.

Neste exemplo de funcionamento, um único reservatório físico é convertido em créditos de reservatório virtual (CRVs) representativos da sua energia armazenada. Iremos considerar que a hidrelétrica sempre é capaz de produzir energia proporcionalmente ao volume turbinado seguindo um fator constante (em GWh por hm^3), de modo que é possível converter um montante de água fisicamente armazenado em um montante de energia com um fator de conversão simples. O mecanismo garante que a energia fisicamente armazenada no reservatório físico deve ser igual à soma de todos os CRVs disponíveis no mercado – sendo que qualquer agente econômico (mesmo que não pertença ao setor elétrico) pode comprar e vender créditos de dado reservatório virtual (CRVs).

Além dos CRVs, existe também uma regra de alocação da *energia afluyente* às hidrelétricas – que, por analogia com o mecanismo MRE atualmente usado no Brasil, denominaremos de “cotas MRE”. Uma distinção crucial, entretanto, é que os coeficientes de cotas propostos dentro do mecanismo de reservatório virtual representam um “condomínio” para a *energia afluyente*, ao passo que o MRE atual opera como um “condomínio” para a *geração hidrelétrica*. Graças a esta distinção, nota-se que pode haver uma divergência entre os CRVs detidos por determinado agente (como uma fração do total de CRVs disponíveis) e as cotas MRE detidas por esse agente (novamente como uma fração do total de cotas disponíveis). Isto porque os agentes podem escolher comercializar seus CRVs livremente – citando alguns exemplos, temos:

- Um agente pode escolher vender *mais* CRVs do que as cotas MRE que ele recebeu em determinado período, terminando o período assim com um número de CRVs *menor* do que iniciou. Em particular, um agente que não participa do MRE (cotas iguais a zero) vê o seu montante de CRVs reduzir a cada vez que ele escolhe vender CRVs.

- Um agente pode escolher vender *menos* CRVs do que as cotas MRE que ele recebeu em determinado período, terminando o período assim com um número de CRVs *maior* do que iniciou. Em particular, um agente que participa do MRE (cotas maiores do que zero) e que escolhe não vender CRVs em determinado período deverá ver o seu montante de CRVs aumentar.
- Um agente pode ainda escolher *comprar* CRVs (equivalente a vender uma quantidade negativa de CRVs), vendo assim o seu montante de CRVs aumentar ainda mais rápido do que o que é atribuído a ele pelas suas cotas MRE. Em particular, um agente que não participa do MRE (cotas iguais a zero) só vê o seu montante de CRVs aumentar caso ele escolha comprar CRVs.

Temos, assim, a estrutura de incentivos para que os agentes detenham CRVs: os agentes podem submeter *curvas de oferta* representando a sua disposição a comprar ou disposição a vender CRVs. Se um agente acreditar que o preço no futuro será mais alto do que é hoje, por exemplo, ele terá incentivo para *comprar* CRVs no presente (guardando-os para o futuro); e pelo mesmo motivo se um agente acreditar que o preço no futuro será mais baixo ele terá incentivo para *vender* CRVs no presente.

A última componente é a *compatibilidade físico-virtual*: para que as hidrelétricas da cascata física representada por esse mecanismo de reservatório virtual possam utilizar a água disponível para produzir energia, elas devem comprar o montante de CRVs equivalente. Por exemplo, se o modelo opta por usar 5 MWh da energia armazenada em um reservatório (físico) para geração, o operador deve comprar créditos do reservatório virtual associado em quantidade equivalente a esses 5 MWh. Desta forma, o operador pode fazer a otimização centralizada da operação da cascata como um todo (eliminando assim efeitos de externalidade), mas utilizando como dado de entrada para determinar o valor dessa água armazenada (função de custo futuro) o preço marginal dos CRVs declarados pelos agentes. A função objetivo do problema de otimização deve incorporar esse custo de compra de CRVs, e o acoplamento da decisão de operação da cascata representada por CRVs com a decisão de operação do restante do sistema (por exemplo, mediado pelo custo marginal de operação do parque gerador termelétrico) implica que o custo marginal dos CRVs estará alinhado com o custo marginal da energia.