Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

Entregável 1: Avaliação conceitual e estratégias de desenho

Preparado para



Abril 2021



PSR

Conteúdo

1 Introdução 4

1.1 Contexto e o projeto de P&D 4

1.2 O presente entregável 5

1.3 Estrutura do relatório 6

2 Resumo executivo 7

2.1 Elementos de modelos baseados em oferta 7

2.2 Contrastes e elementos de escolha de desenho 9

3 Fundamentos do mecanismo de formação de preço 15

3.1 Princípios do mecanismo de mercado e do modelo baseado em ofertas 15

3.2 O modelo baseado em custos auditados e o modelo baseado em ofertas 16

3.3 Hipóteses subjacentes do modelo que será construído ao longo deste P&D 19

3.4 Algumas vantagens naturais do mecanismo baseado em ofertas 21

3.5 Algumas desvantagens naturais do mecanismo baseado em ofertas 26

4 Interações com outros elementos do desenho de mercado 30

4.1 Introdução 30

4.2 Desenho de mercado de curto prazo 30

4.3 Desenho de mercado de longo prazo 31

4.4 Regras operativas de ajuste de despacho físico 32

4.5 Preço-piso e preço-teto 33

4.6 Compromissos legados 35

4.7 O papel do mercado cativo 37

4.8 O Mecanismo de Realocação de Energia 38

4.9 Monitoramento de mercado e mitigação de poder de mercado 39

5 Estratégias para formatos de oferta dos agentes 41

5.1 Introdução 41

5.2 Funcionamento base e antecedentes 41

5.3 Restrições operativas e distinções por tecnologia 44

5.4 Limites para as ofertas e mitigação de poder de mercado 49

5.5 Ofertas de renováveis e pelo lado da demanda 53

5.6 Tratamento das reservas 56

6 Estratégias para o papel dos reservatórios 59
6.1 Introdução 59
6.2 Oferta de preços em reservatórios "isolados": antecedentes 59
6.3 Soluções para o problema das externalidades nas cascatas 67
6.4 Mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios 72
6.5 Nível de detalhamento dos reservatórios virtuais 75
6.6 Conciliação de diferenças entre reservatórios físicos e virtuais 77
7 Estratégias para mercados vinculantes e múltiplas liquidações 81
7.1 Introdução 81
7.2 Funcionamento base e antecedentes 81
7.3 Liquidação única *vs* dupla liquidação 86
7.4 Liquidações iterativas múltiplas 89
7.5 Ofertas virtuais e influência do operador no despacho 94
8 Conclusões 99
9 Referências 100
10Anexo 1: Glossário 103
11Anexo 2: Harvey balls 104
12Anexo 3: Os modelos de *Power Pool* e *Power Exchange* 105
13Anexo 4: Exemplo ilustrativo de exercício de poder de mercado 107

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e o projeto de P&D

Em processos de liberalização e abertura de mercados elétricos, o mecanismo de *formação de preço* da energia elétrica no mercado atacadista tem papel crucial para garantir que agentes geradores possuam os incentivos corretos para produzir mais ou menos (e, igualmente, que consumidores possuam os incentivos corretos para consumir mais ou menos) de tal forma que as suas decisões privadas sejam condizentes com o despacho e expansão ótimas do sistema elétrico (SCHWEPPE et al., 1988; STOFT, 2002; WOLAK, 2020). O objetivo do mecanismo de formação de preços, entretanto, não é o cálculo do preço em si – os preços são apenas uma ferramenta para obter um despacho e uma expansão do parque gerador que levem à melhor utilização possível dos recursos existentes, sejam estes recursos naturais, humanos, tecnológicos ou financeiros. Assim, os preços servem como incentivo para que os agentes tomem decisões coerentes com o despacho e expansão ótimos – conectando o mundo físico e o mundo financeiro, e assumindo certo protagonismo no desenho de mercados elétricos competitivos.

No setor elétrico brasileiro, um dos pilares da reforma setorial realizada em 1996 é um mecanismo de formação de preços baseado em custos dos geradores auditados pelo regulador. Este pilar foi mantido em reformas subsequentes do marco regulatório, tais como a introdução de mecanismos focados na garantia de adequabilidade de suprimento de longo prazo em 2004. A mudança no mecanismo de formação de preços no Brasil para um esquema por ofertas diretas dos geradores tem sido discutida pelo setor há alguns anos e ganhou mais "tração" com menções explícitas a esta implementação nas propostas de modernização do marco regulatório colocadas (i) pela Consulta Pública 33, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia e encerrada em fevereiro de 2018, e (ii) no Projeto de Lei do Senado 232, introduzido em 2016, e que passou pela Comissão de Infraestrutura do Senado em março de 2020.

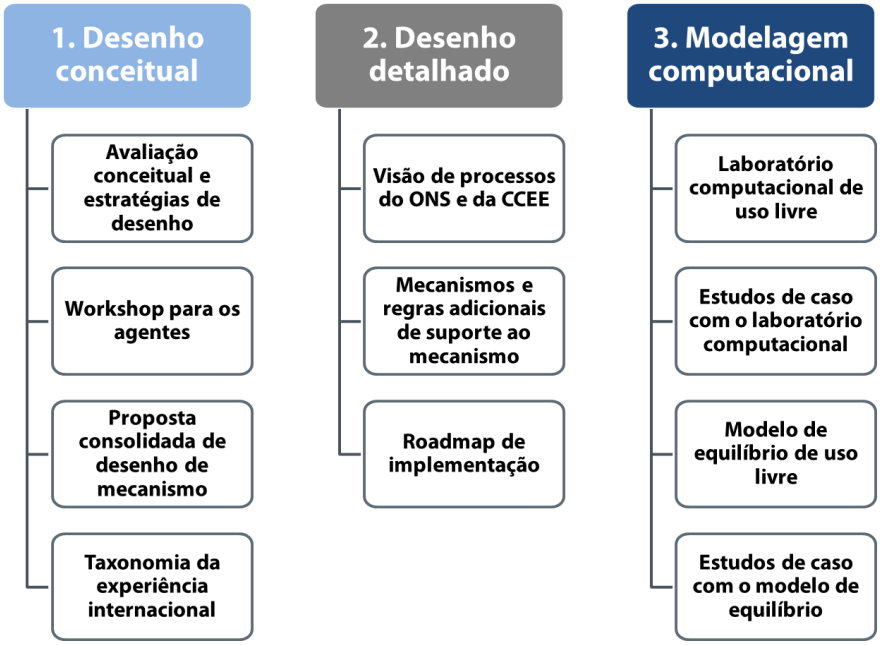
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em março de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado "Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil". Este processo terá como executora a PSR e contará com o apoio de pesquisadores renomados no assunto, notavelmente os professores Carlos Batlle (MITEI-Comillas), Frank Wolak (Stanford) e Alexandre Street (PUC-Rio).

O projeto de P&D é dividido em 3 Fases, cada uma das quais tem objetivos bem definidos e entregáveis associados. A Figura 1 inclui uma representação esquemática dos entregáveis previstos:

- Fase 1 (Entregáveis 1 a 4): Construção de uma discussão de alto nível com a sociedade brasileira a respeito dos princípios e das consequências da implementação de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas dos agentes, construindo uma proposta de desenho conceitual adaptada para a realidade brasileira e respaldada por experiências internacionais de implementação de mecanismos similares.
- Fase 2 (Entregáveis 5 a 7): Traduzir o desenho conceitual sugerido na Fase 1 em uma proposta concreta para o Brasil, destacando o papel das instituições (em particular, do ONS e CCEE, cujos processos internos podem ser significativamente afetados por essa potencial mudança) e a necessidade de se ter clareza no desenho de mecanismos que dão suporte ao mecanismo de formação de preços (elementos do desenho detalhado).

- Fase 3 (Entregáveis 8 a 11): Apresentar exercícios quantitativos buscando representar a realidade do Brasil após a implementação do mecanismo de formação de preço baseado em ofertas, incluindo potenciais comportamentos futuros dos agentes e consequências da implementação do novo modelo. Além disso, disponibilizar à sociedade ferramentas analíticas que viabilizem que outros agentes e pesquisadores realizem exercícios quantitativos similares e explorações adicionais.

Figura 1 – Entregáveis previstos em cada fase do projeto de P&D



1.2 O presente entregável

Este relatório é o primeiro entregável do projeto de P&D, pertence à Fase 1 do Projeto e intitula-se "Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho". O principal objetivo desta primeira parte do trabalho é construir o arcabouço conceitual que guiará a construção da proposta de desenho de mecanismo de oferta de preço a ser implementado no Brasil, que será desenvolvida em etapas posteriores. Dado esse escopo, é importante recapitular os principais conceitos envolvidos no mecanismo, mostrando também contrastes conceituais entre o modelo baseado em ofertas dos agentes e o modelo baseado em custos auditados (adotado atualmente no Brasil), além de destacar elementos-chave da vasta literatura acadêmica e industrial que versa sobre a análise conceitual e teórica de mecanismos de formação de preços baseados em ofertas – em particular, referências voltadas especificamente para o caso brasileiro.

Neste relatório, se discutem quais os principais elementos que motivam a implementação de um modelo baseado em ofertas e sob que premissas este tipo de desenho pode ser benéfico para a sociedade. Também são levantados elementos-chave que devem ser levados em conta para que o modelo de formação de preços por ofertas seja eficiente, buscando através de um desenho cuidadoso potencializar os pontos fortes e mitigar os pontos fracos deste tipo de implementação. Além disso, serão apresentadas distintas alternativas estratégicas de implementação do mecanismo, contrastando essas diferentes possibilidades em termos das características próprias de cada uma, suas vantagens e desvantagens, e exemplos de experiências internacionais semelhantes. O detalhamento deste relatório deve ser suficiente para comunicar de forma clara os principais elementos para o direcionamento do desenho conceitual,

destacando também a interação entre o mecanismo de formação de preços e outros elementos de desenho do mercado elétrico brasileiro.

1.3 Estrutura do relatório

Além desta introdução (capítulo 1) e de um resumo executivo (capítulo 2), este relatório se divide essencialmente em duas partes: a primeira, composta pelos capítulos 3 e 4, e a segunda, composta pelos capítulos 5 a 7. O foco da primeira parte está nos *elementos em comum* de qualquer implementação de despacho e formação de preços baseada em ofertas para mercados de eletricidade – nas hipóteses subjacentes que fazem com que o mecanismo funcione como desejado e na importância de se garantir a coerência da implementação. Destacam-se nesta primeira parte os elementos-chave que precisariam estar presentes no desenho conceitual do mecanismo independentemente de qualquer escolha posterior de implementação.

- O capítulo 3 apresenta uma visão geral do mecanismo de formação de preços baseado em ofertas, introduzindo suas principais vantagens e desvantagens e contrastes com o modelo baseado em custos;
- O capítulo 4 discute como o mecanismo de oferta de preços interage com outros elementos de desenho do mercado elétrico brasileiro e apresenta algumas condicionantes básicas para que o mecanismo de formação de preços por ofertas tenha bom funcionamento.

Já a segunda parte trata majoritariamente dos *elementos de divergência* de possíveis implementações de um modelo baseado em ofertas – diferentes caminhos que podem ser tomados e suas ramificações. Os três capítulos que compõem esta segunda parte introduzem, cada um deles, um *aspecto* do mecanismo baseado em ofertas que representa o tema central do capítulo, e a maior parte das subseções de cada capítulo visa a explorar as diferentes "macroestratégias" que podem ser adotadas pelo desenho de mecanismo – explorando as consequências e implicações dessas escolhas de desenho definidas de forma bastante ampla.

- O capítulo 5 trata das primeiras escolhas necessárias para a implementação de um mecanismo baseado em oferta de preços, envolvendo a sistematização de como as diferentes características físicas dos ofertantes (geradores e consumidores) se traduzem em ofertas;
- O capítulo 6 envolve o tratamento das ofertas para as hidrelétricas especificamente, levando em conta alguns aspectos fundamentais do arcabouço regulatório brasileiro que diferem de outras implementações internacionais (como é o caso do Mecanismo de Realocação de Energia) e que devem ser de alguma forma contemplados em uma proposta de desenho adaptada ao Brasil;
- O capítulo 7 trata do tema dos *mercados vinculantes*, associados à realização de múltiplas liquidações de mercado iterativas – a dinâmica destas liquidações tem influência sobre os incentivos para as ofertas de preço. Este tipo de mercado não é profundamente desenvolvido no Brasil, de modo que este elemento de desenho tem grande relevância para o projeto;

Finalmente, o capítulo 8 apresenta as conclusões do trabalho e direcionamentos para os entregáveis posteriores.

2 RESUMO EXECUTIVO

O objetivo deste projeto de P&D é investigar a implementação de um modelo de despacho e formação de preços baseado em ofertas para o Brasil. Serão investigados os potenciais benefícios que sua adoção poderia trazer e fazendo um levantamento inicial dos mecanismos de desenho que poderiam ajudar a combater suas fragilidades, até propor um desenho final, com sua simulação quantitativa.

O principal objetivo do presente relatório, além de apresentar uma visão geral do estado da arte da literatura de desenho de mercados elétricos, é *levantar perguntas* a respeito das escolhas que fatalmente precisarão ser feitas ao longo do processo de elaboração de uma proposta de desenho de mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes que possa ser aplicado ao Brasil. O objetivo é que estas perguntas sejam respondidas em relatórios posteriores deste projeto.

Este resumo executivo organiza as discussões apresentadas no relatório em dois blocos.

- No primeiro foram explorados tanto os *elementos em comum,* que devem estar presentes em qualquer implementação de mercado baseado em ofertas, quanto os *elementos de divergência,* que possuem prós e contras que precisam ser pesados na escolha de uma implementação adequada à realidade brasileira. Entre os elementos em comum, é importante dar destaque à *realidade atual* do setor elétrico brasileiro.
- A escolha de uma abordagem para cada um dos pontos de decisão identificados exige que se tome em conta os prós e contras de cada alternativa, sua compatibilidade com a realidade do setor elétrico brasileiro, e também considerações sobre como os diferentes elementos de desenho atuam em conjunto. Este é o objetivo da segunda parte do relatório e deste resumo ("Contrastes e elementos de escolha de desenho").

Devido à complexidade dessa análise, a contribuição do presente entregável, que inclui uma *sistematização* das alternativas de estratégias de implementação, juntamente com seus principais pontos fortes e fracos, representa uma contribuição importante para a tomada de decisão futura.

2.1 Elementos de modelos baseados em oferta

2.1.1 Premissas-chave do modelo

Em um modelo de despacho e formação de preços baseado em ofertas, os agentes participantes do mercado atacadista de energia têm a possibilidade de informar o preço que estão dispostos a receber (ou a pagar) para gerar (ou consumir) certa quantidade de energia. Isso contrasta com o modelo de formação de preços baseado em custos, atualmente em voga no Brasil, no qual tal preço é calculado a partir de informações técnicas e econômicas de geradores e consumidores, que são validadas e auditadas por um ente central.

Uma regra fundamental que deve ser seguida para o desenho eficiente de um modelo de preços por oferta é o alinhamento de incentivos, isto é, os agentes devem arcar com os custos e colher os benefícios das decisões que tomam. O agente deve receber um sinal de preço que o guie para a melhor utilização possível dos recursos – naturais, humanos, tecnológicos ou financeiros – disponíveis. As penalidades e benefícios prometidos devem ser críveis e transparentes.

O operador central tem o papel de agregador das informações submetidas pelos agentes, incorporando também ao problema de otimização de despacho restrições físicas e de segurança do sistema. É importante que qualquer atuação do operador sobre o equilíbrio do sistema seja *previsível* e não distorça os incentivos aos agentes, respeitando a estrutura básica do modelo baseado em ofertas.

2.1.2 Vantagens e desvantagens naturais do modelo

A principal vantagem do modelo de formação de preços baseado em ofertas é a gestão distribuída da informação. Destacam-se alguns de seus pontos fortes: (i) preços podem ser atualizados com mais frequência, podendo acompanhar mais de perto a dinâmica da realidade física e econômica do setor; ***(ii) melhoria da qualidade das projeções de mercado***, com uma participação mais ativa dos agentes; ***(iii) maior eficiência da gestão de risco do sistema***, levando em conta estratégias e instrumentos de proteção individual; e ***(iv) maior robustez à captura do agente regulador-operador.*** A flexibilização de quais agentes podem submeter ofertas pode ainda trazer outros benefícios, como por exemplo uma resposta mais ativa da demanda.

Por outro lado, o modelo baseado em ofertas também é mais vulnerável ao exercício de poder de mercado por parte dos agentes, além de possivelmente introduzir custos de transação adicionais. Ao desenhar um mecanismo de formação de preços por ofertas para o Brasil, deve-se criar mecanismos capazes de contornar, ou ao menos mitigar, essas questões. Implementações falhas ou incompletas podem pôr em risco a segurança do sistema e desalinhar incentivos econômicos.

2.1.3 Interações com elementos de desenho do mercado

Deve-se buscar a melhor forma de adaptar o mecanismo de formação de preços a outros elementos de desenho do mercado elétrico brasileiro (e vice-versa), para potencializar os benefícios ao consumidor e mitigar possíveis efeitos negativos causados por suas interações. Existem importantes sinergias a serem exploradas entre o mecanismo de preços por ofertas e outros elementos que estão sendo repensados no contexto de modernização do setor elétrico brasileiro – tais como a reforma do preço horário, a separação de lastro e energia, a abertura do mercado livre, a racionalização de subsídios, dentre outros. Novos mecanismos, como os ***instrumentos de monitoramento de mercado***, também são essenciais para identificar e eliminar (ou ao menos mitigar) possibilidades de poder de mercado. Para garantir máxima eficiência do modelo, ***regras operativas de ajuste de despacho físico e de formação de preços*** (em particular, a imposição de preços teto e piso) devem buscar a aderência entre o sinal de preços enviado aos agentes e o custo total para o sistema – alocando os custos devidamente aos responsáveis pela sua incorrência. ***O mercado brasileiro também possui uma série de compromissos legados*** (entre eles o MRE, a repactuação de risco hidrológico, e o papel das distribuidoras como representantes do mercado cativo) que precisam ser levados em conta no desenho do novo modelo: agentes que não percebam os sinais de preços do mercado não devem poder participar do mercado de ofertas.

2.1.4 Fundamentos das ofertas por hidroelétricas com reservatório

Da mesma forma que outras centrais, hidrelétricas também podem realizar ofertas, que refletirão o custo de oportunidade da água armazenada (ou valor da água). Para isto, é necessário que agentes privados se tornem *responsáveis* pela gestão do seu próprio reservatório, tendo com isso incentivos para operá-lo de forma eficiente.

É possível construir mecanismos que permitam o compartilhamento virtual de reservatórios de centrais hidrelétricas, o que pode reduzir riscos, aumentar a competitividade e resolver externalidades como a coordenação da gestão de reservatórios em cascata. Mecanismos como esse têm similaridades com o MRE adotado atualmente no Brasil e com modelos implementados internacionalmente. Neles, um agente pode realizar ofertas de preço para reservatórios do sistema que não estejam, necessariamente, sob sua propriedade; embora o gerador hidrelétrico mantenha direitos sobre seu conjunto turbina-gerador.

2.1.5 Mercados vinculantes e ofertas iterativas

É comum em mercados elétricos internacionais (baseados em custos ou baseados em ofertas) a separação da decisão de despacho em dois momentos: os programas forward (ou day-ahead) e em tempo real (ou real-time). A programação *forward* serve para guiar decisões operativas que requerem alguma antecedência, como o acionamento e desligamento de usinas, e em diversos mercados ela implica em *compromissos* físicos e financeiros para os agentes de mercado. O tema de se possibilitar a submissão de ofertas nesses dois momentos (ou com frequência ainda maior) é objeto do capítulo 7.

Em um mercado baseado em ofertas, deve-se garantir que os agentes terão incentivos para submeter informações verdadeiras em cada momento de decisão – seja para programação *forward* ou *real-time* – de modo a garantir a eficiência do mecanismo. Um mercado de liquidação dupla (ou de liquidação múltipla) penaliza ou premia os agentes de acordo com a *diferença* entre seu despacho na simulação *forward* e no tempo real – aumentando assim a previsibilidade e a eficiência da programação *forward*.

Em mecanismos de liquidação múltipla, cada iteração do mercado (forward, tempo real, e outras) possui liquidações financeiras associadas e resulta em um compromisso vinculante que é passado à etapa seguinte. Na prática, a maior parte das liquidações financeiras ocorrerá ao preço do primeiro mercado *forward*, enquanto os mercados consecutivos têm a função central de corrigir desbalanços.

2.2 Contrastes e elementos de escolha de desenho

Foram levantados nove elementos de escolha de desenho para o modelo de formação de preços por ofertas a ser implementado, agrupados em três temas: formato das ofertas, ofertas de reservatórios e múltiplas liquidações. Para cada um, se identificaram "macroestratégias", alternativas de implementação que o país poderia escolher, considerando seus prós e contras e a compatibilidade com a realidade brasileira.

Tabela 1 – Resumo dos temas para os quais foram apresentadas macroestratégias

Formato das ofertas	• Restrições operativas e distinções por tecnologia • Limites para as ofertas e mitigação de poder de mercado • Ofertas de renováveis e pelo lado da demanda
Ofertas de reservatório	• Soluções para o problema das externalidades nas cascatas • Mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios • Nível de detalhamento dos reservatórios virtuais
Múltiplas liquidações	• Liquidação única *vs* dupla liquidação • Liquidações iterativas múltiplas • Ofertas virtuais e influência do operador no despacho

2.2.1 Formato da oferta: Restrições operativas e distinções por tecnologia

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***como restrições operativas devem se refletir nas ofertas dos agentes, e em que medida devem representar características de diferentes tecnologias?*** Tais restrições incluem, por exemplo, rampas ou máximo número de acionamentos. As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Restrições técnicas pré-fixadas:*** o operador se encarrega da representação das restrições operativas de cada tecnologia em sua ferramenta computacional de otimização do despacho e de auditar os correspondentes parâmetros característicos de cada gerador. Os agentes ainda são livres para submeter ofertas de preço e quantidade. Esta é uma alternativa simples, inspirada nos modelos baseados em custos – mas é relativamente lenta para atualizar parâmetros operativos e se adequar a novas tecnologias.
- ***Restrições técnicas ofertadas no mercado:*** o operador se encarrega da representação das restrições operativas de cada tecnologia, mas os correspondentes parâmetros são declarados pelo próprio ofertante em ofertas multi-componente, permitindo que estes sejam atualizados com certa frequência.
- ***Tratamentos agnósticos à tecnologia:*** todos os agentes e tecnologias têm acesso ao mesmo formato de ofertas, sem a representação explícita de restrições operativas particulares na ferramenta computacional de despacho do operador. Em geral, é dada ao agente alguma flexibilidade para construção de ofertas condicionantes entre si, o que permite "traduzir" diversos tipos de restrições operativas sem que o operador precise conhecer detalhes operacionais dos ofertantes. Novas tecnologias conseguem ser incorporadas facilmente neste mecanismo.

2.2.2 Formato da oferta: Limites para as ofertas e mitigação de poder de mercado

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***em que medida deve-se implementar mecanismos de mitigação de poder de mercado, restringindo as ofertas dos agentes?*** O principal *tradeoff* envolvido é que restringir a liberdade dos agentes para elaboração das ofertas pode reduzir a aderência dos preços à realidade operativa do sistema. As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Maior flexibilidade aos agentes***: confiando nas forças de mercado para garantir a competição e impondo limites relativamente pouco restritos – por exemplo, um piso e um teto comum a todas as ofertas
- ***Limites em função da tecnologia:*** o operador calcula parâmetros de referência para o custo operativo de cada tecnologia de geração, e permite que elas façam ofertas apenas dentro de uma banda ao redor dessas referências.
- ***Limites em função das condições de mercado: p***ermite-se flexibilidade maior em situações consideradas pouco propícias à manipulação de preços, e menor quando forem identificadas oportunidades de poder mercado.

2.2.3 Formato da oferta: Oferta de renováveis e pelo lado da demanda

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***que tipo de oferta deve estar disponível para proprietários de geradores renováveis e consumidores em um mecanismo de formação de preços por***

***ofertas*? Nota-se que estratégia adotada para renováveis não precisa ser igual à adotada para a demanda, embora as estratégias possíveis e seus argumentos sejam similares. As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Permitir que esses agentes façam ofertas de preços e quantidades***, garantindo o tratamento isonômico a outros agentes no mercado e promovendo maior flexibilidade operativa e resposta da demanda;
- ***Permitir ofertas somente de quantidades,*** partindo do pressuposto que há incertezas de previsão (e motivando previsões mais robustas), mas que as quantidades ofertadas são *inelásticas*;
- ***Impedi-las de fazerem ofertas como um todo,*** sendo o operador responsável por centralizar as previsões de demanda e geração renovável – potencialmente reduzindo custos de transação e garantindo uma previsão coordenada.

2.2.4 Ofertas de reservatório: Soluções para o problema de externalidades nas cascatas

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***como resolver o problema das externalidades nas cascatas de geradores hidrelétricos*?** Um despacho eficiente do sistema deve levar em consideração que o turbinamento de usinas hidroelétricas a montante converte-se em afluência disponível para as usinas a jusante. Há três macroestratégias para resolver este problema de coordenação, quais sejam:

- ***A alocação direta dos reservatórios das hidrelétricas a seus proprietários*** não implica em nenhuma ação particular para coordenação das cascatas: cada proprietário é o único responsável por gerir o seu próprio reservatório e fazer ofertas de venda de energia. Este mecanismo usa a hipótese de que *acordos bilaterais voluntários* serão firmados para corrigir externalidades e aumentar a eficiência da operação conjunta da cascata (hipótese usada em muitos modelos internacionais, como o colombiano).
- ***Criação de condomínios de interesse compartilhado por cascata***: como estratégia para reduzir os *custos de transação* das negociações bilaterais entre usinas na mesma cascata, cria-se um consórcio de proprietários, que conjuntamente é responsável pelas decisões operativas e elaboração das ofertas da cascata como um todo. Lucros e prejuízos são compartilhados entre os agentes, e os consórcios podem ter alguma autonomia para fixar suas próprias regras. Uma vez que há apenas uma oferta por cascata, porém, a competitividade pode se ver reduzida.
- ***Mecanismos de ajustes de incentivos:*** buscam introduzir novos mecanismos para corrigir as externalidades envolvidas na operação das cascatas. Apesar da complexidade de implementação (havendo o risco de introdução de incentivos perversos), este tipo de mecanismo pode viabilizar a implementação de um mecanismo baseado em ofertas competitivo e com baixo custo de transação, que contemple devidamente as hidrelétricas em cascata.

2.2.5 Ofertas de reservatório: Mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***que tipo de papel a possibilidade de acesso compartilhado aos reservatórios de centrais hidrelétricas deve ter no mercado*?** As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Restritos a acordos bilaterais voluntários entre os agentes,*** sendo os proprietários de reservatórios livres para negociar (ou não) o compartilhamento entre si;

- *Acesso com base no conjunto de hidrelétricas participantes do MRE atualmente*, isto é, as centrais do MRE necessariamente teriam acesso compartilhado ao reservatório umas das outras, havendo (ou não) a possibilidade de adesão voluntária de outras centrais hidrelétricas;
- *Acesso permitido a todos os agentes do sistema*, de modo que mesmo consumidores ou comercializadores possam submeter ofertas pela energia armazenada em reservatórios das hidrelétricas do MRE – aumentando assim a competitividade e dinamismo desse mercado.

2.2.6 Ofertas de reservatório: Nível de detalhamento dos reservatórios virtuais

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***caso seja implementado um mecanismo de reservatórios virtuais, qual deve ser o nível de agregação da representação?*** Um reservatório virtual é fundamentalmente uma "conta" de direitos de energia provenientes de um ou mais reservatórios físicos e monitorada para cada agente individual. Quanto mais desagregada a representação, mais influência direta os agentes podem ter sobre reservatórios físicos específicos, mas maior a complexidade do mecanismo (havendo também a possibilidade de falta de liquidez nas ofertas de reservatórios menores). As principais macroestratégias identificadas são:

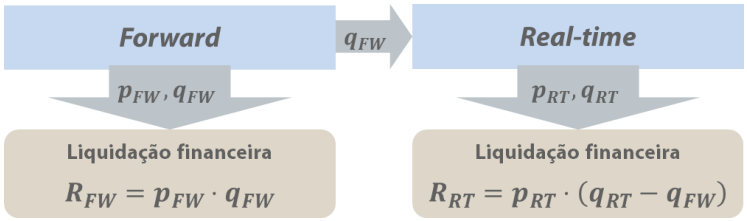
- *Subdivisão por submercado*, com alto grau de agregação (sendo o operador responsável por desagregar a operação do reservatório virtual agregado nos reservatórios físicos);
- *Subdivisão por cascata* com grau de agregação intermediário;
- *Representação de reservatórios físicos individualizados*, tão desagregado quanto possível.

2.2.7 Ofertas iterativas: Liquidação única VS liquidação dupla

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***o Brasil deve mudar o seu modelo de liquidação atual, e, em caso positivo, para um modelo de liquidação única ou de liquidação dupla?*** Nota-se que esta mudança pode ocorrer mesmo em um modelo baseado em custos, embora em um modelo baseado em ofertas ela tenha implicações importantes para os incentivos percebidos pelos agentes. As principais macroestratégias identificadas são:

- *Manter o modelo brasileiro atual*, em que a liquidação de mercado é baseada nos preços da simulação *forward*, calculados *ex ante*, e nas quantidades medidas *ex post*. Este mecanismo está sujeito a algumas distorções já amplamente conhecidas devido à incompatibilidade das quantidades e preços.
- *Implementação de um modelo de liquidação única* seguindo as melhores práticas de mercados internacionais, isto é, em que tanto os *preços* como as *quantidades* usadas na liquidação vêm de uma simulação *ex post* do sistema. A simulação *forward* tem apenas função indicativa, e os agentes devem absorver a incerteza dos preços *ex post*.
- *Implementação de um modelo de liquidação dupla* seguindo o paradigma ilustrado de forma esquemática na Figura 2 abaixo. Apesar da sua maior complexidade, esta alternativa pode promover maiores incentivos à submissão de previsões mais acuradas no mercado *forward* e uma gestão de riscos mais eficiente por parte dos agentes de mercado.

Figura 2 – Dupla liquidação[1]



2.2.8 Ofertas iterativas: Liquidações iterativas múltiplas

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***deve ser implementado um número ainda maior de mercados vinculantes iterativos?*** O chamado modelo de liquidações múltiplas é uma generalização do mecanismo de liquidação dupla, em que pode haver qualquer número de mercados encadeados – a cada iteração há uma liquidação associada, proporcional à diferença entre as quantidades programadas naquela simulação e na anterior. As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Não implementar liquidações adicionais***, sugerindo que o modelo de liquidação dupla (ou de liquidação única dependendo da resposta ao item anterior) é suficiente e não é necessário realizar correções adicionais graduais nas expectativas de despacho.
- ***Implementação de mercados intradiários*** para acomodar flutuações de curto prazo (por exemplo, na expectativa de geração renovável) com o despacho de geradores que têm capacidade de resposta em algumas horas (mas mais limitada em tempo real). Há ampla experiência de mercados internacionais que adotaram este tipo de estratégia.
- ***Implementação de mercados com antecedência superior ao day-ahead*** para decisões "antecipativas" em escala do tempo mais longa – por exemplo, acomodando mudanças de expectativa nas afluências ou no nível de demanda esperado por meio do despacho de centrais a GNL (que precisam encomendar combustível com bastante antecedência) ou mesmo de interrupção de algumas demandas específicas.

2.2.9 Ofertas iterativas: Ofertas virtuais e influência do operador no despacho

A pergunta central deste elemento de desenho é: ***em que medida o operador do sistema deve ser capaz de influenciar decisões de despacho no mercado forward, e em que medida "ofertas virtuais" que não estejam associadas a nenhum ativo físico devem poder influenciar estas decisões?*** As principais macroestratégias identificadas são:

- ***Permitir que o mercado de ofertas dos agentes no mercado forward determine as decisões de despacho***. Em particular, as decisões de *unit commitment* podem ser influenciadas mesmo por "ofertas virtuais", submetidas por agentes que não são proprietários de ativos de geração ou de demanda. Esta alternativa assume que as forças de mercado serão suficientes para garantir que as ofertas virtuais serão condizentes com a realidade do sistema e contribuirão para deixar o mecanismo mais robusto (em linha com o observado em experiências internacionais).

[1] Na figura, p_{FW} e q_{FW} são, respectivamente, o preço e a quantidade da energia vendida no mercado *forward*. Já p_{RT} e q_{RT} são o preço e a quantidade da energia no mercado *real-time*, respectivamente. A receita no mercado *forward* (R_{FW}) é o simples produto entre preços e quantidades da simulação realizada no mercado *forward*; enquanto no mercado *real-time*, o agente recebe o valor R_{RT}, proporcional à diferença entre os montantes nos dois mercados ($q_{RT} - q_{FW}$). Para mais detalhes, ver capítulo 7.

- ***Proibir as ofertas virtuais,*** buscando um maior controle sobre as ofertas que podem ser submetidas no mercado forward para evitar que elas provoquem discrepâncias substanciais entre o mercado *day-ahead* e o *real-time* (caso haja alguma distorção nos incentivos ou falha de mercado).
- ***Introduzir um mecanismo de ajuste que estabeleça condições sob as quais o operador pode tomar decisões de despacho divergentes das propostas no mercado forward.*** Mecanismos deste tipo, denominados de *reliability unit commitment*, são comuns nos Estados Unidos e podem permitir que ofertas virtuais sejam acomodadas com maior robustez. Entretanto, é necessário assegurar que o desenho deste mecanismo não levará a um desalinhamento dos incentivos dos agentes.

3 FUNDAMENTOS DO MECANISMO DE FORMAÇÃO DE PREÇO

3.1 Princípios do mecanismo de mercado e do modelo baseado em ofertas

Talvez a característica mais marcante dos *modelos fundamentais*[2] de formação de preço baseados em ofertas é que o agente tem *flexibilidade* para submeter suas ofertas preço-quantidade. No lugar de restringir que ações o agente é capaz de tomar, fundamentalmente os modelos baseados em ofertas trabalham os *incentivos* aos agentes de tal forma que as ações que maximizam o lucro dos agentes individuais serão sempre condizentes com a maximização de bem-estar total. Este princípio-chave, que permite descentralizar a tomada de decisão, é o mesmo que guiou as reformas de mercados elétricos (SCHWEPPE et al., 1988): a lógica de mercado que induz os agentes a tomar ações desejáveis do ponto de vista social é aplicável independente de tais "ações" representarem a submissão de uma oferta no mercado, a decisão de um despacho físico inflexível, ou a decisão de construção de uma nova usina geradora (por exemplo).

Resultados clássicos da teoria econômica demonstram que os mercados são capazes de promover a *coordenação* entre os agentes do sistema de forma eficiente, mesmo sem a atuação explícita de um ente centralizador que tenha pleno controle e acesso a todas as informações relevantes do sistema. Em um mercado bem desenhado e competitivo, toda a informação necessária para o despacho ótimo do sistema elétrico é sintetizada de forma descentralizada nos preços de equilíbrio, que por sua vez representam incentivos adequados para que todos os agentes tomem ações coerentes com esse ótimo. A descentralização na gestão da decisão é fundamental para a robustez do mecanismo de mercado. Talvez o resultado mais fundamental, que pode ser adaptado a diferentes situações gerais e do qual uma série de outros resultados podem ser extraídos (MAS-COLELL; WHINSTON; GREEN, 1995), é o chamado primeiro teorema do bem-estar da literatura econômica. Segundo este teorema, os próprios agentes, conhecendo o preço cobrado pela eletricidade, além de suas próprias preferências e custos, podem chegar a um *resultado eficiente*[3] de forma descentralizada (GREEN, 2000; SCHWEPPE et al., 1988).

Os potencias benefícios de se introduzir princípios de mercados competitivos ao setor elétrico especificamente são bem documentados, e têm estado no centro das discussões sobre a liberalização dos mercados elétricos desde a década de 80 (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996; SCHWEPPE et al., 1988). Desde esses trabalhos pioneiros, já se defendia que não era necessário que o operador tivesse conhecimento detalhado a respeito da intimidade dos custos operativos dos geradores. Isto porque, para um mercado competitivo[4], mostra-se que a estratégia ótima para termelétricas consiste em ofertar seu real custo variável de operação (CONEJO; NOGALES; ARROYO, 2002; GROSS; FINLAY, 2000), enquanto para hidrelétricas a estratégia ótima consiste em ofertar seu real custo de oportunidade (LINO

[2] Nos referimos ao longo deste relatório ao "modelo baseado em ofertas" e ao "modelo baseado em custos" para nos referir a estes modelos fundamentais, que representam o conjunto das estratégias interrelacionadas que caracterizam essas classes de desenho de mercado. Tais modelos fundamentais envolvem, entre outros, a definição de fundamentos do despacho e formação de preços, construção de mecanismos adicionais de suporte, e a escolha de uma ferramenta computacional de otimização.

[3] Mais precisamente, o primeiro teorema do bem-estar afirma que, sob certas condições, um sistema em que cada agente toma suas decisões de forma independente, com base somente nos preços estabelecidos pelo mercado e sem coordenar com os outros agentes, leva necessariamente a uma alocação eficiente dos recursos (GREEN, 2000). O conceito de eficiência – mais especificamente, de Pareto-eficiência – usado nesse teorema é bastante presente na economia e é explorado, por exemplo, por (HOGAN, 2002) em aplicações à realidade do setor elétrico.

[4] Um mercado é competitivo se nenhum agente tem *poder de mercado*. Um agente tem *poder de mercado* se ele é capaz de influenciar o preço de equilíbrio do sistema com a sua estratégia de oferta – vide Anexo 4 para um exemplo concreto.

et al., 2003). A razão deste resultado é que, como o pagamento a todos os geradores é feito com base na oferta marginal despachada (preço *spot*), qualquer oferta diferente deste custo aumenta o risco do gerador não ser despachado quando o preço *spot* excede o seu real custo de operação, e, portanto reduz sua rentabilidade. Mais especificamente, quando um gerador submete uma oferta de preços *mais cara* do que os seus custos operativos reais, o potencial ganho que ele pode obter por influenciar os preços para cima (com alguma probabilidade) é contrabalanceado pela perda que ele pode ter por ter sua oferta rejeitada (com alguma probabilidade) – e, em um mercado competitivo, a componente de perda que o agente pode ter é sempre maior que a componente de ganhos. Assim, quando os geradores são *price takers* (isto é, não têm a capacidade de influenciar preços), diz-se que o mercado possui a propriedade de *truth-telling* (isto é, induz os agentes a dizerem a verdade, submetendo ofertas correspondentes ao seu custo real).

Nota-se que por trás deste resultado de *truth-telling* e de eficiência do modelo baseado em ofertas há algumas hipóteses subjacentes: em particular, a premissa de que os agentes não têm poder de mercado (vide Anexo 3) ou a premissa de que não há *externalidades* distorcendo os incentivos aos agentes (vide seção 6.3 para um exemplo de externalidade associada à existência de hidrelétricas em cascata). Em geral, esses desafios à implementação podem ser contornados se devidamente antecipados por um bom desenho de mecanismo: por exemplo, a eventual existência de poder de mercado pode ser combatida com uma redução nas barreiras à entrada ou mecanismos de combate ao poder de mercado (vide seção 4.9) e externalidades podem ser corrigidas por meio de mecanismos que realinhem os incentivos dos agentes (HAMMOND, 1997). Um bom desenho de mercado deve, portanto, ter como um de seus objetivos garantir que os preços reflitam os verdadeiros custos e benefícios para a sociedade das ações individuais dos agentes.

3.2 O modelo baseado em custos auditados e o modelo baseado em ofertas

Genericamente, há duas classes de modelos fundamentais comumente aceitos no setor para a tomada de decisão de despacho de centrais geradoras e definição de preços de compra e venda no mercado de eletricidade.

- No primeiro grupo, o de formação de preços por custos, os custos marginais de geração são calculados a partir de informações técnicas e econômicas de cada gerador (tais como parâmetros técnicos da usina e custos de compra de combustível), que são validadas e auditadas por um ente central. O "custo" de uma hidroelétrica é representado pelo seu valor da água, calculado por métodos computacionais amplamente documentados na literatura (PEREIRA, 1989).
- Já no modelo de formação de preços por oferta, os agentes são livres para informar sua disposição a pagar e/ou a receber pela energia, sem necessariamente precisar corroborar essas ofertas de compra e venda com demonstrativos de que elas de fato correspondem a seus custos e características técnicas reais[5].

De uma perspectiva histórica, tanto o mecanismo baseado em custos como o baseado em ofertas foram introduzidos durante o movimento de desregulamentação dos mercados elétricos globais, a partir da década de 1980. O primeiro país a desfazer o monopólio vertical do setor foi o Chile, em 1982, quando a *Comisión Nacional de Energía* (CNE) passou a responsabilizar-se pela fixação de preços nodais de curto

[5] Isto não impede que ainda exista algum tipo de validação em modelos baseados em ofertas – vide seção 4.9.

prazo no mesmo nível dos custos marginais do sistema, a partir de um paradigma de despacho centralizado. O Chile adotou na ocasião um modelo baseado em custos – e, ao longo dos anos seguintes, inspirados ou não por esta implementação pioneira, diversos outros países latino-americanos também implementaram modelos similares. Enquanto mercados europeus e estadunidenses seguiram a lógica de preços por oferta, na América Latina apenas Colômbia, El Salvador e o mercado elétrico regional (MER) da América Central adotaram esse mecanismo durante suas reformas, em meados dos anos 1990[6], sendo o modelo baseado em custos a opção predominante. El Salvador em particular abraçou o mecanismo baseado em custos em 2011, abandonando o desenho baseado em ofertas vigente até então.

As principais diferenças entre o modelo baseado em custos e o modelo baseado em ofertas podem ser ilustradas com a simples representação do cruzamento entre uma curva de oferta e uma curva de demanda, como é comum na literatura econômica. Embora a rigor a representação do mercado elétrico envolva a representação de aspectos *físicos* adicionais (que serão devidamente explorados nas seções 3.3, 3.4 e 3.5), nesta seção trabalhamos apenas com este modelo simplificado, que é suficiente para destacar as principais distinções entre os dois modelos. A diferença central está na forma como se constrói a curva de oferta (e de demanda): no primeiro, ela reflete os custos auditados pelo ente central (e premissas de custo do déficit); no segundo, ela reflete a oferta de preços dos geradores (e dos consumidores). Desta forma, tanto o problema com representação baseada em custos auditados quanto o problema com representação baseada em ofertas submetidas pelos agentes são duas formas de visualizar a mesma realidade física fundamental.

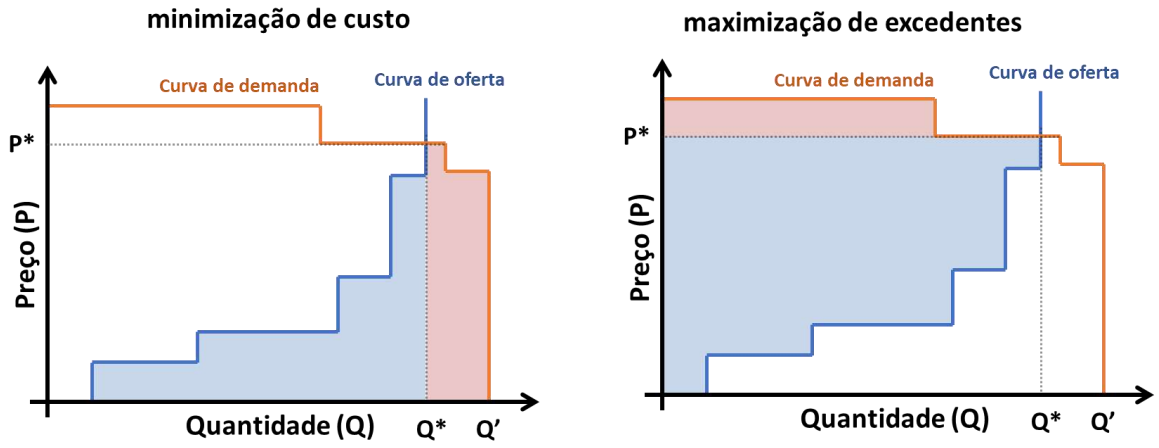
Em alguns modelos baseados em ofertas, utiliza-se a representação alternativa da função objetivo que envolve *maximizar o excedente total dos ofertantes*, no lugar de *minimizar o custo total*[7] do sistema. O *excedente total* é dado pela diferença entre o preço marginal do mercado e o preço de cada oferta (de oferta ou de demanda) aceita, multiplicada pela quantidade gerada ou consumida, somando este valor para todos os agentes. Por exemplo, se um consumidor está disposto a pagar 100 R$ por 1 MWh de energia e consegue comprá-la a 80 R$, o seu excedente é de 20 R$ para cada MWh adquirido. Como ilustrado na Figura 3, há uma relação íntima entre as funções objetivo do problema de despacho baseado em custos e do problema de despacho baseado em ofertas, visto que elas descrevem visões *complementares* da área total sob a curva de demanda. A minimização do custo total corresponde à minimização da área hachurada na figura à esquerda (custos operativos em azul e eventuais custos do déficit em vermelho), enquanto a maximização dos excedentes corresponde à maximização da área hachurada na figura à direita (excedente dos vendedores em azul e excedente dos consumidores em vermelho). Devido a essa relação de complementariedade, a minimização de custo é *equivalente* à maximização de excedentes – e, portanto, mais uma vez conclui-se que as duas abordagens devem chegar à mesma solução ótima, se partirem das mesmas curvas de oferta e de demanda.

---

[6] A ampla adoção na América Latina do mecanismo de preços por custos, à época, se justificava em parte por redes de transmissão pouco robustas e baixa quantidade de participantes no mercado, que amplificariam as oportunidades para exercício de poder de mercado em um sistema descentralizado de ofertas de preços (WOLAK, 2003). Os setores elétricos da região, no entanto, adquiriram maior robustez nos últimos 30 anos, de modo que essas condições já não são mais observadas em muitos desses países (MUNOZ et al., 2018).

[7] Incluindo custos de energia não suprida (ou "custos de resposta" de uma demanda elástica), se aplicáveis. Por simplicidade, estamos assumindo, nesta introdução, um tratamento análogo tanto para a curva de oferta como para a curva de demanda – vide seção 5.5 para um possível tratamento diferenciado e para a premissa de demanda inelástica.

Figura 3 – Ilustração das funções objetivo típicas de minimização de custos ou maximização de excedentes



Mais precisamente, esta equivalência aplica-se apenas se ambos os modelos fundamentais (baseado em custos e baseado em ofertas) representarem a mesma realidade em termos de curvas de oferta e de demanda; sendo que o modelo será mais eficiente quanto mais próxima for a representação das curvas de oferta e de demanda das curvas "reais". As curvas de oferta e demanda representadas nos dois modelos coincidirão com as curvas reais se (i) no modelo baseado em custos, os procedimentos de auditoria utilizados resultarem em *estimativas não enviesadas* das curvas de oferta e demanda (inclusive da propensão dos consumidores a aceitar um corte de energia); e se (ii) no modelo baseado em ofertas, os agentes participantes do mercado tiverem os incentivos para submeter informações verdadeiras sobre essas duas curvas. Desta forma, pode-se concluir que a *natureza* dos desafios mais relevantes para alcançar esse nível ideal de eficiência é muito diferente no despacho por custos e no despacho por preços.

A necessidade de se analisar essas possíveis fontes de ineficiência justifica o estudo detalhado apresentado no presente projeto de P&D – no qual são avaliados (qualitativa e quantitativamente) os potenciais benefícios e desafios de um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes. Em (BRIGATTO; STREET; VALLADÃO, 2016), por exemplo, avalia-se como imprecisões na representação multi-estágio do modelo baseado em custos podem levar a inconsistências temporais que geram desvios sistemáticos na representação centralizada – e possivelmente a sobrecustos importantes. Em (MUNOZ et al., 2018), também são investigados desvios de idealidade nos modelos baseados em custos. Já em (MCRAE; WOLAK, 2013), avalia-se a potencial perda de eficiência no modelo baseado em ofertas devido ao comportamento estratégico dos agentes geradores caso eles tenham poder de mercado (vide Anexo 4 para uma exploração desse resultado em um exemplo simplificado). As seções 3.4 e 3.5 apresentam de forma conceitual os pontos "fortes" e "fracos" do modelo baseado em ofertas comparado ao modelo baseado em custos.

A proposta do presente projeto de P&D é buscar desenhar o que seria a *melhor versão possível* de um mecanismo de despacho e formação de preços *baseado em ofertas* para o Brasil – que pode ser contrastado posteriormente com a melhor versão possível de um modelo fundamental análogo baseado em custos. Evidentemente, seria possível incorporar com um exercício de pesquisa e desenvolvimento análogo diversas melhorias ao modelo baseado em custos que é adotado hoje no Brasil, identificando e corrigindo eventuais falhas e fragilidades – embora este não seja o objetivo do presente trabalho. Cabe destacar que, estando entre os objetivos centrais do presente P&D a construção de uma proposta de

mecanismo que seja o melhor possível para o Brasil, é importante evitar assumir um viés a favor ou contra o modelo baseado em ofertas, comparado ao modelo baseado em custos. Uma postura exageradamente favorável a um modelo baseado em ofertas poderia levar a uma implementação prematura desse novo mecanismo, sem que ele e suas potenciais fragilidades fossem bem entendidos pela sociedade e pelos formadores de políticas públicas. Da mesma forma, uma postura exageradamente contrária poderia levar a uma rejeição prematura da proposta, sem que fossem estudados os mecanismos de desenho que poderiam ajudar a combater fragilidades conhecidas e as possibilidades de ganhos com relação à situação atual do Brasil.

3.3 Hipóteses subjacentes do modelo que será construído ao longo deste P&D

Embora tenhamos explorado na seção anterior uma representação simplificada baseada em curvas de oferta e demanda, vale destacar que o problema de otimização do operador em um modelo baseado em ofertas é mais complexo do que simplesmente identificar as ofertas mais baratas dos geradores (e as mais caras dos consumidores) para encontrar o equilíbrio entre oferta e demanda. Para que o resultado da liquidação de mercado de fato represente a realidade, o despacho elétrico ótimo precisa levar em conta aspectos técnicos do acoplamento dessas ofertas e limitações físicas dos equipamentos – notavelmente, a representação das restrições da rede de transmissão. A conciliação das ofertas dos agentes em uma operação integrada, que leve em conta as restrições operativas dos agentes, a rede de transmissão, a representação de reservas e outras características do sistema e/ou dos agentes individuais, ainda exige o uso de um *software* análogo ao DESSEM, atualmente utilizado no Brasil (vide seção 4.2), para que não se perca de vista a viabilidade do despacho real. Desta forma, o processo de otimização do despacho e formação de preços em um mecanismo como o proposto "herda" as mesmas complexidades de um modelo centralizado baseado em custos – ainda sendo necessário representar a rede de transmissão, custos de arranque, restrições de rampa, e outros elementos de acoplamento. A grande inovação trazida por um modelo baseado em ofertas é que os próprios agentes podem determinar o valor dos parâmetros que serão utilizados no *software* computacional de otimização do despacho para representar a sua própria usina, de acordo com as regras de mercado.

Com isto, o presente projeto de P&D se restringe à análise de um modelo baseado em ofertas no qual os agentes submetem *ofertas de compra e venda individuais*; havendo ainda a figura do operador central como um "agregador", que usa esse conjunto de curvas para calcular o preço ótimo de fechamento do mercado e uma alocação de despacho a cada agente. Neste tipo de modelo, o agente deve seguir a instrução de despacho do operador, uma vez recebida. Este tipo de modelo é conhecido como o paradigma de *power pool*, adotado em muitos mercados elétricos internacionais baseados em ofertas – o Anexo 3 apresenta um contraste entre essa classe de modelos fundamentais e os modelos de *power exchange*, de natureza ainda mais descentralizada. A atuação do agente operador como agregador não muda o fato de que os agentes que submetem ofertas têm verdadeiro poder de tomadores de decisão – o operador utiliza como dados de entrada as próprias ofertas submetidas de forma descentralizada pelos agentes, incorporando informações adicionais sobre as condições físicas do sistema elétrico. Em um mercado bem-desenhado, os agentes terão incentivo a *informar corretamente* os seus reais custos operativos e disposições a pagar (propriedade de *truth-telling*).

Nota-se que o problema de otimização do despacho definido desta forma resulta em um *despacho físico* ótimo (variáveis primais) e uma *formação de preços* ótima (variáveis duais). Nota-se que, caso houvesse uma *descompatibilização* entre o despacho e a formação de preço (isto é, se as decisões de despacho e os

preços praticados no mercado não correspondessem mais às variáveis primais e duais de *um mesmo* problema de otimização), não haveria mais a garantia de que o sinal de preços transmitido aos agentes fosse condizente com os incentivos desejáveis para induzir uma operação eficiente do sistema. Um modelo baseado em ofertas é fortemente dependente de que os agentes participantes do mercado tenham os *incentivos* corretos para submeter suas curvas reais de oferta e de demanda. Portanto, se as ofertas dos agentes são usadas no processo de *formação de preço* do sistema, elas devem necessariamente ser também determinantes para o *despacho físico* das usinas. Tratamos essas duas componentes como intrinsecamente ligadas, e nos referimos ao objeto deste projeto de P&D como um modelo de *despacho e formação de preços* baseado em ofertas. Em particular, a tomada de decisões de *despacho* do operador do sistema não pode mais ser feita de forma *ad hoc*, e deve respeitar a estrutura do modelo baseado em ofertas (como será discutido na seção 4.4).

Uma regra básica que deve ser seguida para o desenho de um modelo eficiente é que *todo agente deve arcar com os custos e colher os benefícios das decisões que toma*. As penalidades e benefícios prometidos devem ser críveis e transparentes, além de compatíveis com o quanto as contribuições do agente aumentam ou reduzem os custos para o sistema como um todo. É importante, portanto, avaliar em que medida diferentes práticas de mercado usuais do setor elétrico brasileiro podem levar a distorções nos incentivos aos agentes – propondo, se necessário, a revisão de tais práticas de mercado, na medida em que tais distorções possam enfraquecer os benefícios potenciais do mecanismo baseado em ofertas (ou mesmo tornar a sua implementação contraproducente). O capítulo 4 tratará desses temas e suas implicações de forma mais concreta.

Embora este princípio fundamental do modelo baseado em ofertas, de que os custos devem ser alocados a quem os incorra, possa parecer simples à primeira vista, na prática ele envolve uma série de desdobramentos. De uma forma geral, se um gerador não vê sua remuneração suficientemente alterada em cenários pessimistas (seja sob a forma de benefícios ou sob a forma de penalidades), ele assumirá *mais risco* do que seria desejado do ponto de vista da sociedade, ou fará *menos esforços* para evitar cenários catastróficos. Este tipo de incentivo perverso tem estado em evidência desde a crise financeira global de 2008: buscando evitar uma cascata de falências em toda a economia, o Estado pode optar por resguardar algumas empresas críticas em situações adversas ("*too big to fail*"). Ao "socializar os riscos", entretanto, transferindo parte dos excedentes dos consumidores para a empresa em dificuldades, esta mesma intervenção termina por incentivar tais empresas a tomarem riscos cada vez maiores, justamente por saberem-se resguardadas em situações críticas. Este fenômeno, embora mais ligado à literatura sobre bancos, vem também sendo estudado no caso da indústria energética, pela criticalidade do setor e possibilidade de racionamento de energia associado a eventos críticos (LARSEN; VAN ACKERE; OSORIO, 2018).

Cabe, portanto, ao regulador o estabelecimento de regras críveis e que sejam efetivamente seguidas, deixando claras as responsabilidades do governo e das empresas, inclusive em momentos críticos. O problema hidrotérmico intertemporal é um excelente exemplo de aplicação desse princípio: para que um gerador hidrelétrico tenha incentivos para armazenar água no seu reservatório, ele deve esperar poder vendê-la a um preço maior no futuro. Se houver intervenções constantes no mecanismo de preços, que (por exemplo) reduzam a expectativa de recebimentos futuros por parte do gerador, é de se esperar que as escolhas individuais dos agentes levem os reservatórios a serem deplecionados mais rapidamente do que o que seria ideal. Em particular, a credibilidade dos sinais de preços futuros precisa sobreviver o tempo de operação dos reservatórios, realçando a necessidade de um mecanismo robusto

– que será explorado no capítulo 4 e em entregáveis futuros do presente projeto de P&D. O grande benefício do modelo baseado em ofertas é que a atuação direta do operador *não é necessária* na maior parte dos casos: entretanto, uma vez que os agentes ofertantes passam a incorporar uma expectativa de intervenções regulatórias nas suas estratégias de oferta, a dinâmica do sistema muda, e intervenções podem tornar-se necessárias com cada vez mais frequência. Com isto, mais uma vez reforça-se a importância de que qualquer atuação dos entes centralizados sobre o mercado de ofertas seja previsível e que não distorça os incentivos aos agentes.

3.4 Algumas vantagens naturais do mecanismo baseado em ofertas

Nesta seção, apresentamos quatro importantes aspectos positivos de um mecanismo de oferta de preços, que podem trazer benefícios à sociedade. O valor que poderá ser extraído desses pontos fortes dependerá da conjuntura do país e do mercado elétrico, bem como da qualidade da implementação do desenho de mercado.

Custos aderentes mesmo em face a uma realidade dinâmica

Em um mercado competitivo, o mecanismo de oferta de preços pode levar a preços alinhados com os custos reais de geração – incluindo custos de oportunidade – e com as expectativas e aversão ao risco de consumidores e geradores. Esta afirmação está baseada, como visto na seção 3.1, em resultados da teoria econômica, implicando que a eletricidade é sempre precificada de acordo ao seu real valor para a sociedade, e que é produzida da forma menos custosa possível em termos de recursos consumidos.

Admitindo que o agente tem incentivo a submeter preços aderentes à realidade (como visto na seção 3.3), evitam-se distorções de preço que podem ser geradas em um modelo baseado em custos caso a informação detida pelo operador não seja condizente com a realidade mais recente dos geradores (*assimetria de informação*). Embora no setor elétrico existam alguns custos operacionais relativamente fáceis de serem contabilizados e auditados (justificando a adoção de modelos baseados em custo em diferentes mercados), mesmo em sistemas puramente termelétricos existem também custos de oportunidade que muitas vezes são ignorados pelo operador. Seja por falta de conhecimento do operador sobre a intimidade do agente (informação assimétrica) ou por simplificações e hipóteses subjacentes do processo de auditoria, o mecanismo baseado em custos pode ter limitações de representação. Isto é especialmente verdadeiro se a evolução do sistema ao longo do tempo resultar em *divergência* crescente entre o custo auditado centralizadamente e a realidade dos agentes individuais: a informação coletada pelo operador se "degrada" ao longo do tempo.

Em (MUNOZ et al., 2018), o caso de centrais a gás natural no Chile é utilizado para exemplificar este ponto: para centrais com contratos *take-or-pay*[8], o operador chileno reconhece que a aquisição do gás se trata de um custo fixo e, portanto, estabelece em alguns casos um custo marginal de combustível nulo. No entanto, esse procedimento negligencia a possibilidade de renegociação do gás adquirido pelo gerador no mercado secundário: se, por exemplo, o preço do gás no mercado secundário é equivalente a 27 US$/MWh, mas a usina é despachada a um preço (da eletricidade) de 15 US$/MWh (pois o seu custo de oportunidade é considerado nulo), há um uso ineficiente do gás natural. Um caso similar aos contratos *take-or-pay* de térmicas ocorre com as renováveis remuneradas proporcionalmente à sua

[8] Isto é, contratos de quantidade fixa: o preço pago pelo gerador é independente da quantidade consumida (até o limite mínimo do *take-or-pay*).

produção física – um mecanismo de incentivo às renováveis conhecido como *feed-in tariff*, prática utilizada por diversos países para promover a descarbonização do setor elétrico. Esses agentes, na prática, incorrem em "penalidades" (perda de receita externa ao mercado *spot* de energia) ao não despachar, e, portanto, pode ser do seu interesse fazer ofertas a preço negativo[9] para assegurar seu despacho e, com isso, a receita "extra" (MUNOZ et al., 2018).

É claro que o modelo baseado em custos auditados não levaria a distorção alguma caso o processo de auditoria das centrais e o processo de otimização de despacho do operador central fossem capazes de incorporar todos esses elementos que afetam o custo de oportunidade (MUNOZ et al., 2018). O mercado elétrico peruano, por exemplo, iniciou em 2020 um esforço de incorporar parâmetros de cláusulas *take-or-pay* de contratos de gás natural explicitamente dentro de seu programa de despacho, justamente para corrigir ineficiências que hoje comprometem a sustentabilidade do sistema elétrico daquele país (ROMERO TORRES et al., 2019). Entretanto, é importante destacar que a informação sempre chega ao operador com algum atraso e potencialmente incompleta, de modo que nem sempre é possível acomodar em um modelo baseado em custos todos os aspectos da dinâmica que afeta as percepções dos geradores e consumidores de energia.

Em resumo, em um mecanismo baseado em custos, a compatibilidade entre a representação do problema de otimização do despacho elétrico e a realidade física e econômica do setor precisa ser garantida com o esforço do operador (como ilustrado pelos exemplos citados), enquanto que, no mecanismo baseado em ofertas, os próprios agentes têm incentivos para garantir essa aderência. Com isso, os agentes podem adotar estratégias mais dinâmicas, respondendo mais rápido e de forma mais criativa a novas condições de mercado – visto que tais mudanças seriam refletidas imediatamente nas suas ofertas de preço, sem exigir a validação por parte do operador.

Informação descentralizada e incentivos à precisão

Além da possibilidade de viés na representação dos custos de oportunidade dos agentes, no modelo de tomada de decisão centralizada também fica sob responsabilidade do operador a estimação de uma série de parâmetros cruciais para a construção do problema de otimização do operador do sistema: por exemplo as expectativas futuras sobre a demanda, vazões hidrológicas, datas de entrada de novas centrais, entre outros. Embora o operador central se esforce para que essas previsões sejam tão precisas quanto possível, em algumas situações pode haver desvios de previsão sistemáticos (por exemplo, no caso de pressões políticas, ou mesmo de falhas humanas ou técnicas) – o que poderia levar a escolhas do modelo baseado em custos *ineficientes* do ponto de vista social[10]. Entretanto, mesmo com o operador fazendo suas previsões de forma responsável, o modelo baseado em ofertas ainda pode trazer algum ganho ao oferecer *incentivos claros* à acurácia das previsões dos agentes.

Admitindo que os agentes de mercado teriam acesso às mesmas ferramentas usadas pelo operador hoje para fazer suas projeções, haveria espaço para inovar e potencialmente *melhorar* a qualidade das projeções com uma participação mais ativa destes na tomada de decisão – levando em conta que os

[9] O gerador aceitaria pagar para que consumidores comprem sua energia a qualquer quantia menor que a penalidade que ele venha a incorrer por não despachar, já que essa estratégia ainda é lucrativa para ele.

[10] Podemos falar em ineficiência no sentido de Pareto (JEHLE; RENY, 2011) ou simplesmente em uma alocação que não atinge o ponto ótimo do problema de otimização do planejador central, admitindo que este problema de otimização de fato representa o melhor para a sociedade.

agentes investiriam em testar e aplicar novos modelos, e, em geral, tenderiam a reagir mais rápido tanto na internalização de mudanças nas condições de contorno da operação do sistema quanto para refletir mudanças na evolução da matriz energética no médio e longo prazos. Também cabe destacar que, no modelo vigente, os custos decorrentes das imprecisões das informações recaem sobre todos os agentes, ao passo que, em um mercado bem construído, os agentes são devidamente premiados ou penalizados pela acurácia ou desvio das suas projeções.

Fica claro, desta forma, o incentivo existente ao investimento na aquisição de dados e no aprimoramento da qualidade das previsões em um modelo de preços por ofertas, o que pode trazer ganhos palpáveis à eficiência do mercado. Um gerador que tenha informações equivocadas – por exemplo, uma projeção de demanda excessivamente otimista ou históricos de vazão hidrológica pouco confiáveis – fará previsões equivocadas sobre a sua probabilidade de despacho futuro, o que pode levar a prejuízos caso ele use essa informação para montar sua estratégia de oferta. Esse efeito estimula cada gerador a obter a melhor informação disponível e construir as melhores ferramentas preditivas para poder calcular uma oferta competitiva. Esta inovação pode trazer também significativas externalidades positivas, já que qualquer aperfeiçoamento feito por um agente que valesse a pena tenderia a ser rapidamente adotado/copiado pelos demais – e em seguida aperfeiçoado mais uma vez em um ciclo virtuoso.

Desta forma, enquanto em um mercado baseado em custos a qualidade das previsões é uma consequência do esforço concentrado de um operador cumprindo suas funções – e uma necessidade para que tais funções sejam desempenhadas de forma ótima –, em um mercado baseado em ofertas ela tende a ser uma consequência natural dos incentivos aos agentes. Além de os agentes descentralizados terem incentivos *econômicos* para investir na qualidade das previsões (o operador, em contraste, não captura eventuais ganhos financeiros de uma melhora das previsões), há também o argumento de que os agentes de mercado podem ter atuação mais dinâmica, por exemplo, fazendo com que inovações nas ferramentas de previsão sejam disseminadas mais rapidamente ou reagindo mais rápido a choques de expectativa.

Um contraponto a esta vantagem do mecanismo baseado em ofertas é que pode haver ganhos com a *centralização* – por exemplo, devido a maior facilidade que o operador teria para fazer uma operação *coordenada* levando em conta sinergias no sistema. De um modo geral, entretanto, o operador pode colocar à disposição do mercado as suas ferramentas de previsão e otimização. Nessa situação, os agentes que não tiverem informações privilegiadas sempre podem ofertar a quantidade sugerida pela ferramenta do operador como padrão, mas os agentes que tiverem acesso a melhores informações ou melhores *softwares* de previsão podem divergir dessa recomendação. Se esse tipo de arranjo for possível e os incentivos aos agentes forem eficientes, a flexibilidade adicional permitida pelo modelo baseado em ofertas só pode *melhorar* o resultado base das decisões centralizadas.

Alocação de riscos decidida voluntariamente pelos próprios agentes no mercado

Como discutido na subseção anterior, há uma série de incertezas envolvidas na operação do sistema elétrico: custos de combustíveis, crescimento da demanda, regime pluviométrico, entrada e saída de operação de usinas e linhas de transmissão, falhas mecânicas, entre outras. Portanto, devem-se tomar medidas preventivas para evitar que cenários extremos levem a déficits ou elevação extrema de custos. Tais medidas, no entanto, não são gratuitas: por exemplo, armazenar água para utilizá-la em uma

possível seca no futuro significa que o despacho térmico hoje será maior, elevando o custo para o consumidor.

Desta forma, dimensionar a *aversão ao risco* do sistema é importante para encontrar o equilíbrio entre o custo de prevenção e a probabilidade de um evento extremo. No modelo fundamental de despacho brasileiro, essa aversão ao risco é representada explicitamente por um coeficiente que multiplica o CVaR[11] do custo total de operação na função objetivo do problema de otimização do operador (CPAMP, 2019), além de implicitamente influenciar na escolha do custo do déficit utilizado na operação. Cabe observar, entretanto, que pode haver sérias divergências entre a aversão ao risco calibrada pelo operador do sistema e a verdadeira aversão ao risco dos agentes atuando no setor elétrico. Isso evidentemente levaria a um sobrecusto para o sistema – caso o ONS superestime a aversão ao risco do mercado, os custos de prevenção serão mais altos do que seriam no ótimo, e caso ele a subestime, a probabilidade de eventos extremos será mais alta do que seria com a aversão ao risco adequada. Além disto, nota-se que a tarefa de calibrar os parâmetros relevantes (o parâmetro α do CVaR e o parâmetro multiplicativo) não é trivial, podendo levar a resultados inesperados na tomada de decisão do operador (AHMADI-JAVID, 2012; CUNHA, 2015); e nota-se ainda que não é possível garantir que exista uma representação equivalente centralizada da aversão a risco individualizada de agentes do mercado. Consequentemente, o *uso eficiente* dos recursos disponíveis depende de uma boa consolidação das preferências dos agentes de mercado – uma tarefa para a qual o modelo baseado em ofertas está mais bem posicionado.

Um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas permite que os próprios agentes de mercado informem sua disposição a pagar por esse serviço de prevenção, ou, em outras palavras, sua aversão ao risco. No caso do modelo baseado em ofertas, esta aversão ao risco terá consequências físicas sobre o nível de armazenamento dos reservatórios, que será influenciado pela combinação das ofertas dos agentes. Cabe destacar, entretanto, que os próprios agentes buscariam a sua gestão de risco individual a partir de instrumentos financeiros (como os contratos de longo prazo) – sendo que o efeito líquido desses instrumentos seria um *compartilhamento de risco* entre os agentes, mitigando (mas não eliminando) a influência que essas aversões a risco individuais teriam sobre a decisão conjunta[12]. A possibilidade de descentralização das decisões com um compartilhamento de risco eficiente entre os agentes tem o potencial de trazer um enorme ganho para o sistema: em (NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019), por exemplo, estima-se que um mercado competitivo baseado em ofertas poderia levar a uma economia de 2,4 bilhões de reais por ano em termos de custos operativos totais ao promover uma resposta da demanda mais eficiente (valorada corretamente no cálculo desse benefício total líquido).

O modelo baseado em ofertas, portanto, permite que a gestão de risco deixe de ter como principal responsável o operador do sistema, dando maior importância a contratos voluntários (HOGAN, 2016). Isso permite a entrada de novos agentes intermediários, a viabilização de instrumentos financeiros inovadores e a construção de novas estratégias para mitigação de riscos por parte dos agentes. Uma maior eficiência na gestão de riscos é uma preocupação fundamental em mercados elétricos e não deve ser subestimada, dado que os grandes custos de capital envolvidos requerem a existência de alguma

[11] O CVaR, ou *conditional value at risk*, é definido em função de um parâmetro α e representa uma medida de risco igual à média da fração α dos cenários que têm consequências mais negativas para o tomador de decisão.

[12] Nota-se que, se os agentes forem avessos ao risco e o mercado de contratos para compartilhamento de risco entre os agentes for *incompleto*, o modelo baseado em ofertas não resultará exatamente no mesmo equilíbrio que a operação centralizada.

segurança sobre os retornos financeiros, e a literatura mostra que existem benefícios de mitigar riscos a partir de contratos (HOGAN, 2016).

Robustez à captura do agente regulador-operador

Na literatura de teoria da regulação, a *captura do agente regulador* representa um cenário em que o agente regulador, no lugar de atuar em prol da sociedade como um todo, passa a defender os interesses particulares de algum agente privado. Diz-se que, quando agentes privados gastam tempo e recursos para pressionar autoridades em busca de tratamentos preferenciais, ao invés de utilizá-los para investimentos produtivos, eles adotam uma atitude de *rent-seeking*. Em alguns casos, as reivindicações dos agentes podem ser legítimas e induzir um melhor alinhamento de incentivos, mas o termo geralmente é utilizado para descrever a busca de vantagens indevidas, que apenas realocam a riqueza existente entre indivíduos ao invés de gerar valor. A complexidade do setor elétrico e a assimetria de informação contribuem para que os tomadores de decisão (governos, reguladores ou operadores) por vezes acabem concedendo tais benefícios. O mecanismo baseado em ofertas reduz a influência do operador sobre a tomada de decisão (visto que as ofertas submetidas pelos agentes são determinantes), portanto limitando o espaço para comportamentos de *rent-seeking* por parte dos agentes.

O mercado elétrico chinês representa um estudo de caso interessante em que houve potencialização da atividade de *rent-seeking* (NGO; WU, 2008). Apesar de, em teoria, o despacho e os preços de eletricidade seguirem uma fórmula matemática, desvios eram comuns e facilitados por regras pouco claras: respaldados por decisões favoráveis das autoridades, geradores podiam "violar algumas regras" do mercado elétrico que lhes fossem prejudiciais. O interesse das autoridades locais em participar desse conluio era angariar fundos provenientes do governo central para promover o crescimento econômico regional, ainda que com soluções ineficientes do ponto de vista da economia chinesa como um todo. Esse interesse foi amplificado pela participação pública na estrutura de capital de algumas centrais, pela situação fiscal deficitária de alguns governos provinciais e por um problema de coordenação entre as diversas instâncias decisórias da organização administrativa do mercado elétrico. Embora a conjuntura brasileira seja evidentemente diferente, também no Brasil existem interesses políticos (potencialmente divergentes do interesse público comum) que poderiam eventualmente tentar impor sua vontade sobre os critérios técnicos da operação do sistema.

De acordo com (NGO; WU, 2008), identificam-se três oportunidades de *rent-seeking* no setor elétrico. A primeira corresponde a processos de licenciamento, requisitos técnicos e de capital e outras barreiras que limitam a entrada de novos competidores se houver tratamento diferenciado entre os participantes. A segunda se refere à busca por mais horas de operação (acesso ao mercado) e a terceira, à obtenção de preços mais favoráveis (formação de preços). Um mecanismo de oferta por preços mitiga as duas últimas oportunidades, ao reduzir a flexibilidade do operador central para influenciar o preço e o despacho. Apesar de não ser possível eliminar por completo a flexibilidade para atuação do operador devido às complexidades do setor, há menos espaço para decisões *ad hoc* do operador em um modelo baseado em ofertas que em um modelo baseado em custos. O desenho institucional e regulatório pode reduzir ainda mais as oportunidades de manipulação do ambiente político, social e jurídico – fazendo com que os agentes enxerguem baixos benefícios potenciais na atividade de *rent-seeking* quando comparados aos ganhos da atividade produtiva em si.

3.5 Algumas desvantagens naturais do mecanismo baseado em ofertas

Nesta seção apresentamos três aspectos que podem reduzir a eficiência e os benefícios de um mecanismo de oferta de preços para a sociedade. Custos de transação, imperfeições de mercado e incentivos perversos introduzidos por regras de mercado inadequadas fragilizam as hipóteses necessárias para que o modelo baseado em ofertas seja eficiente do ponto de vista social. Entretanto, conforme introduzido na seção 3.1, tais fragilidades não são necessariamente inerentes ao mecanismo e podem ser contornados, ou ao menos mitigados, através da regulação e desenhos de incentivos cuidadosos – temas que serão aprofundados e explorados ao longo deste projeto de P&D.

Complexidade e custo de transação

Em um modelo baseado em ofertas, a tarefa do operador pode parecer mais simples à primeira vista, envolvendo a simples liquidação das ofertas dos agentes (e com menos ênfase em projeções futuras). Entretanto, nota-se que em geral mesmo após a descentralização das responsabilidades há interesse que o operador continue a investir na qualidade das suas próprias previsões, inclusive de modo a monitorar o comportamento dos agentes (vide seção 4.9).

Além disso, é necessário considerar que a precificação das ofertas deve ser feita por cada gerador e consumidor (ou seus representantes) de forma descentralizada. Para poder ofertar preços competitivos e aderentes às suas realidades, os agentes precisam buscar informações, elaborar projeções, buscar instrumentos para mitigação de risco, entre uma série de outras novas funções. Cada empresa precisaria construir internamente uma infraestrutura para montar previsões e estratégias para atuação no mercado, possivelmente envolvendo custos adicionais como criação de novos cargos, contratação de pessoal e consultorias, aquisição de novas ferramentas e capacitação técnica.

Visto que a tarefa de projeção de mercado (que no modelo por custos cabe exclusivamente ao planejador central) passa a ser descentralizada, é de se esperar que possa haver algum retrabalho: como os agentes em geral não compartilham as suas projeções de demanda, o esforço desprendido pode multiplicar-se. Embora esse mesmo efeito seja em grande parte responsável pela possibilidade de melhora na qualidade das previsões devido aos incentivos introduzidos – um dos aspectos *positivos* do modelo baseado em ofertas –, é importante também fazer menção ao efeito negativo de potenciais sobrecustos. Há fatores que podem tornar este custo em complexidade menor, como a automatização de processos ou a existência de equipes nas empresas focadas em prever a *atuação do operador* no modelo baseado em custos (já que parte dos esforços seriam apenas redirecionados).

Do lado do operador e/ou do regulador, também pode haver custos de transação adicionais: pode haver a necessidade de reestruturar processos internos da operação com a implementação de um modelo baseado em ofertas. Embora estes custos de transição em geral sejam incorridos "uma única vez" (em oposição a custos recorrentes a cada ano de operação do modelo), é importante assegurar que a comunicação com a sociedade e os ajustes regulatórios e de responsabilidades institucionais estejam bem estruturados. Considerações a respeito da transição serão parte de etapas futuras do presente projeto de P&D.

Poder de mercado e outras imperfeições de mercado

Tratando de um modelo idealizado de mercado baseado em ofertas, vamos admitir que um gerador pode ofertar a pares de quantidade e preço a seu critério. De um modo geral, quando os agentes não têm qualquer poder de mercado, a estratégia ótima é que a oferta dos agentes geradores coincida com os seus custos marginais reais de produção de energia, e que a estratégia ótima dos agentes consumidores coincida com a sua disposição a pagar pela energia (embora esta oferta possa depender de variáveis estocásticas que precisam ser previstas, tais como a disponibilidade de recurso renovável ou o custo de oportunidade para hidrelétricas). Um gerador nessas circunstâncias, por exemplo, não teria interesse em oferecer um preço mais elevado que o seu custo marginal pela sua energia. Isto porque tal estratégia aumentaria a probabilidade de que a sua oferta fosse rejeitada em cenários em que o agente seria capaz de capturar alguma receita adicional caso tivesse ofertado o valor marginal. Ao mesmo tempo em que incorre nesta perda, a hipótese de um mercado pulverizado implica que essa oferta não seria capaz de alterar o preço marginal de operação do sistema elétrico – não havendo, portanto, uma contrapartida positiva sobre o lucro do agente.

Na teoria, a hipótese de que os agentes não têm nenhum poder de mercado só se verifica, a rigor, no limite quando há um número "infinito" de empresas competidoras em determinado nicho. Na prática, porém, modelos que trabalham com a hipótese de mercado competitivo têm se demonstrado úteis para aproximar o comportamento de diversos mercados – especialmente quando o número de participantes é elevado e as barreiras à entrada para novos agentes são pequenas. Além disso, em algumas situações particulares, a literatura econômica é capaz de demonstrar que é possível alcançar comportamentos idênticos a um mercado competitivo mesmo relaxando as condições necessárias clássicas: por exemplo, na ausência de barreiras à entrada, a mera ameaça de chegada de novos competidores pode ser suficiente para induzir as firmas em determinado mercado a se comportarem como se estivessem em um mercado competitivo (BAUMOL, 1982). No caso específico do setor energético, o caráter capital-intensivo dos investimentos em geração representa uma barreira de entrada relevante para novos agentes, o que pode reduzir a competição e resultar em comportamento estratégico por parte dos geradores (ofertando preços mais altos que o seu custo marginal, levando a sobrecustos para a sociedade). Por outro lado, há mecanismos que podem reduzir barreiras à entrada e promover um aumento no número de competidores submetendo ofertas em determinado mercado – por exemplo, mecanismos de leilão público, a criação de linhas de financiamento adequadas para investimentos voltados ao mercado livre, e a flexibilização da participação dos recursos energéticos distribuídos, resposta da demanda, e geração em pequena escala.

A possibilidade de exercício de poder de mercado por parte dos agentes ofertantes no *mercado de curto prazo* é uma das maiores preocupações ao se implementar um modelo baseado em ofertas. O sistema fica especialmente suscetível ao poder de mercado em circunstâncias nas quais o gerador se torna essencial para garantir o atendimento da demanda – por exemplo, em estações secas, horários de pico ou quando há congestões na rede. Não por acaso, alguns mercados americanos dispõem que, em situações nas quais se constate o exercício de poder de mercado, o mecanismo de preços por oferta seja temporariamente substituído por um valor administrativamente definido como um *proxy* para o custo estimado do gerador: mecanismos deste tipo serão explorados na seção 5.4. Por consequência, a criação de mecanismos de *monitoramento de mercado* e *mitigação de poder de mercado* são frequentemente parte integrante dos desenhos de mercado baseados em ofertas (vide seção 4.9).

O poder de mercado é uma das assim denominadas *falhas de mercado*, que são circunstâncias que levam a discrepâncias entre o resultado do modelo baseado em ofertas e de um modelo idealizado, baseado em um regulador-operador que possua informação perfeita (e que não é implementável na prática). Em geral, o exercício de poder de mercado pode ser evitado com medidas para incentivar a competição, elevados níveis de contratação, e/ou instrumentos de monitoramento de mercado – assunto ao qual retornaremos em etapas futuras deste projeto de P&D. Caso haja outros elementos que estejam distorcendo o comportamento dos agentes, em geral o caminho recomendado é revisitar elementos de desenho de mercado, garantindo o alinhamento de incentivos aos agentes sob todas as circunstâncias (como discutido na seção 3.3).

Risco de ameaças à segurança de suprimento devido a uma implementação falha ou incompleta

Além de falhas de mercado, falhas na regulação também podem levar a um desalinhamento de incentivos, criando oportunidades para que os agentes "joguem contra" as regras, com decisões subótimas sendo utilizadas para obtenção de benefícios individuais, usualmente em detrimento dos consumidores regulados (ou do contribuinte). Dada a maior liberdade dos agentes em um mecanismo de preços por oferta e a maior influência de suas decisões sobre o despacho real do sistema elétrico, um desenho de mecanismo cuidadoso, que elimine as oportunidades de comportamento oportunista por parte dos agentes de mercado, se torna condição necessária para seu adequado funcionamento.

Um exemplo muito ilustrativo dos efeitos de uma implementação equivocada de desenho de mercado é a crise elétrica da Califórnia nos anos 2000 e 2001. Por trás dessa crise se encontra um intrincado conjunto de causas, com destaque para as falhas do desenho de mecanismo adotado, que acabaram por amplificar as possibilidades de manipulação do mercado por parte dos geradores[13]. 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 (WEARE, 2004). A falta de coordenação entre instituições federais e estaduais também foi citada como um dos potenciais agravantes da crise (WEARE, 2004).

Hoje, a lição que permanece da crise da Califórnia é que desenhar um mercado elétrico funcional é uma tarefa complexa e que mesmo detalhes pequenos podem levar a incentivos perversos pela sua interação com outros elementos do mercado. No Brasil em particular, uma preocupação descrita em (NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019) é que uma possível falta de credibilidade dos agentes poderia levar a um esvaziamento excessivo dos reservatórios sob o modelo baseado em ofertas, comprometendo a segurança de suprimento. Consequentemente, assegurar que o conjunto de mecanismos proposto mantenha a coerência e não introduza distorções de incentivos é uma tarefa importante antes de propor qualquer mudança regulatória, de modo a evitar consequências indesejáveis.

[13] Diversos estudos encontraram evidência de exercício de poder de mercado no mercado californiano à época, dentre os quais (BORENSTEIN; BUSHNELL; WOLAK, 1999; JOSKOW; KAHN, 2002; PULLER, 2007; WOLAK, 2003).

Cabe destacar, entretanto, que uma eventual ameaça à segurança de suprimento no caso de sistemas hidrotérmicos como o brasileiro representa o problema *oposto* ao problema de exercício de poder de mercado discutido anteriormente. Isto porque o exercício do poder de mercado no mercado de curto prazo implica em uma estratégia de limitar a quantidade de energia ofertada em dado momento para forçar um aumento do preço (e, consequentemente, da remuneração do agente beneficiado). A adoção de uma estratégia como essa por um agente hidrelétrico implica naturalmente em uma *maior retenção* de água nos reservatórios, e, portanto, deve *reduzir a probabilidade* de que os reservatórios não tenham água o suficiente para atravessar um evento de escassez, pelo menos do ponto de vista *físico*. Em contraste, a falta de credibilidade em recebimentos futuros induz os agentes hidrelétricos a *aumentarem a sua quantidade ofertada* no instante presente – o que, embora possa provocar uma redução de preços no curto prazo (beneficiando os consumidores), também *aumenta a probabilidade* que o armazenamento seja insuficiente (fisicamente) para atravessar períodos de escassez mais críticos.

4 INTERAÇÕES COM OUTROS ELEMENTOS DO DESENHO DE MERCADO

4.1 Introdução

O conjunto de regras de desenho do mercado elétrico deve garantir que o setor entregue energia de forma confiável ao consumidor final, na frequência e tensão desejados, e de forma eficiente. As regras devem funcionar de forma a punir comportamentos que sejam nocivos ao sistema, remunerar os agentes corretamente pelas suas contribuições e custos, incentivar a competição, resolver problemas de coordenação e estabelecer um mecanismo de liquidação que garanta a confiabilidade dos sinais de preços.

Porém, os elementos de desenho não podem ser tratados de forma isolada, já que eles se interrelacionam para levar ao despacho final do sistema elétrico. Tendo em conta os principais desafios do mercado elétrico brasileiro e os recentes esforços para sua modernização, esta seção tem como objetivo clarificar como o mecanismo de formação de preços por oferta pode interagir com outros elementos de mercado para potencializar os benefícios ao consumidor e como mitigar possíveis efeitos negativos causados por estas interações.

4.2 Desenho de mercado de curto prazo

Nos últimos anos, tem havido um ativo debate sobre a modernização do setor elétrico brasileiro. Destacam-se a Consulta Pública Nº 33 de 05/07/2017, sobre aprimoramento do marco legal do setor elétrico, e a Consulta Pública Nº 71 de 30/04/2019, sobre o modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) horário, ambas do Ministério de Minas e Energia, bem como os esforços posteriores no contexto da Modernização do Setor Elétrico. Uma das principais motivações para a intensificação dessas discussões foi a mudança ocorrida na matriz elétrica do país ao longo da última década, com uma inserção cada vez maior de geração renovável variável (solar e eólica) e redução na capacidade efetiva de armazenamento de energia em usinas hidrelétricas em relação à carga total do sistema. No contexto do desenho de mercado de curto prazo, talvez a mais importante novidade seja a proposta de adoção de uma ferramenta de despacho e formação de preços em base horária (substituindo a formação de preços semanal por patamares de carga vigente até 2021). A representação com maior granularidade temporal fornece uma sinalização mais adequada à crescente variabilidade da geração, permitindo valorar corretamente custos e benefícios das fontes intermitentes e das fontes utilizadas para complementá-las e recompensá-las de forma justa.

Em janeiro de 2020, o *software* DESSEM passou a ser utilizado para programação da operação diária. A ferramenta incorporou uma série de restrições técnicas e de segurança do sistema, algumas das quais já eram consideradas para determinação da operação real, trazendo maior transparência e robustez à programação do despacho, além de ganhos de eficiência relacionados ao aprimoramento do processo de tomada de decisões pelo operador. De acordo com a Portaria MME Nº 301/2019, a partir de 2021, o DESSEM deve começar a ser utilizado também para determinação dos preços horários de liquidação pela CCEE, o que aproximará a precificação da operação física realizada e possivelmente reduzirá encargos para o consumidor final.

O desenho de um mecanismo de preços baseado em ofertas deve obviamente conversar com a reforma do preço horário e outros elementos de desenho que estão sendo repensados no contexto de modernização do setor – tais como a abertura do mercado livre, separação de lastro e energia,

racionalização de subsídios, dentre outros. Como introduzido na seção 3.3, mesmo após a implementação de um mecanismo baseado em ofertas dos agentes, um *software* de despacho como o DESSEM ainda seria necessário para que o operador do sistema determine o despacho ótimo e preços de equilíbrio dadas as restrições físicas do sistema, embora os dados de entrada para esse *software* passem a ser aqueles submetidos pelos agentes. Isto é, se uma térmica declara um preço de 30 R$/MWh, este é o custo operativo que deve ser considerado no DESSEM. Podem ser submetidas ainda ofertas mais complexas (tema que será explorado em mais detalhe no capítulo 5), eventualmente exigindo adaptações à ferramenta.

As vantagens obtidas pela adoção do preço horário – melhor valoração e gestão da flexibilidade operativa do sistema – podem ser potencializadas pelo mecanismo baseado em ofertas (embora sejam significativas mesmo em um modelo baseado em custos). Em particular, o preço horário estimula a eficiência e a adoção de novas estratégias de gestão de riscos por parte de geradores, tais como a adoção de estratégias de modulação de contratos de venda de energia e/ou a diversificação de seu portfólio de ativos com centrais que tenham perfis de produção complementares, capazes de gerar energia em diferentes horas do dia e circunstâncias meteorológicas. Tais benefícios são alinhados aos potenciais benefícios de um mecanismo baseado em ofertas (como introduzido na seção 3.4), sugerindo que existe sinergia entre essas duas componentes da modernização do setor elétrico.

Um ponto relevante do desenho de mercado de curto prazo, que ainda é relativamente pouco explorado no processo de modernização do setor elétrico brasileiro, é a possibilidade de implementação de liquidações múltiplas iterativas à medida que se aproxima do tempo real. Este será um tema explorado em mais detalhe no Capítulo 7.

4.3 Desenho de mercado de longo prazo

O mercado de longo prazo também tem sido objeto das discussões sobre a modernização do setor elétrico (introduzidas na seção 4.2). Embora o mecanismo baseado em ofertas seja aplicado *diretamente* apenas ao despacho e formação de preços de curto prazo, vale destacar que os mercados de longo e de curto prazo estão fortemente relacionados. Por exemplo, um procedimento licitatório de geração que imponha barreiras de entrada no mercado de longo prazo (privilegiando certas tecnologias, empresas ou regiões geográficas) irá limitar a competitividade do setor e criar oportunidades de manipulação de preços no mercado de curto prazo. De forma similar, os preços do mercado de curto prazo compõem a remuneração pelo investimento realizado na construção de novas usinas e podem influenciar a tomada de decisões de investidores em nova geração disponível para o mercado de longo prazo.

A dinâmica entre o mercado de curto prazo e as decisões de investimento de longo prazo pode ser exemplificada pela interação matemática entre essas grandezas. A cada momento, o preço *spot* (denominaremos de p) deve ser determinado, como foi visto, de acordo com o custo marginal de operação do sistema. Em um mercado sem restrições intertemporais, um gerador que esteja operando nessas condições deve ter um custo unitário de produção (c) inferior (ou igual) ao preço *spot* assim determinado. A remuneração desse gerador será dada pela quantidade produzida (q) multiplicada pelo preço *spot* ($p \times q$). Uma parte da receita serve para compensar os custos de operação da central ($c \times q$); o restante corresponde à diferença entre o preço *spot* e o custo unitário, multiplicada pela quantidade produzida (ou seja, $(p - c) \times q$), e pode ser pensado como o lucro no mercado de curto prazo. A lógica de mercados liberalizados é que a expansão induzida pelo equilíbrio de um mercado competitivo em

que os agentes buscam maximizar os seus lucros individuais *coincide* com a expansão de mínimo custo determinada por um planejador central, tanto em termos de quantidades quanto em termos de mix tecnológico (SCHWEPPE et al., 1988; STOFT, 2002).

Este tema se torna ainda mais relevante na medida em que o Brasil discute a possibilidade de separar os produtos lastro e energia. Com esta separação, a remuneração do investimento ocorreria também através dos pagamentos relativos ao produto lastro. Portanto, se os incentivos financeiros dados conjuntamente pelo mercado de curto prazo e pelo mercado de lastro forem excessivos, o sistema será levado a uma sobreinstalação – o que, se por um lado aumenta a segurança de suprimento, também eleva o custo total de forma ineficiente. No caso de subdimensionamento de incentivos, o efeito será o oposto, com pouca capacidade adicionada e maior risco de déficit. Os próprios conceitos de "sobre" ou "subinstalação" devem estar associados a algum critério de confiabilidade do sistema – um dado importante para construir a definição do produto lastro. Entretanto, é importante destacar que não existe nenhuma oposição ou contradição entre a implementação de um mercado de lastro e de um mecanismo baseado em ofertas para o mercado de curto prazo – embora seja importante investigar as interações entre eles em mais detalhe, são dois elementos da modernização do setor perfeitamente compatíveis. Remunerações por confiabilidade, ou mercados de capacidade, possuem um longo histórico de implementações em diversos mercados elétricos internacionais, que representam um ponto de partida importante para investigações futuras (BASTOS et al., 2018; CRAMTON; OCKENFELS; STOFT, 2013; JOSKOW; TIROLE, 2018)

A dinâmica entre o mercado de curto prazo e o mercado de longo prazo se manifesta não apenas nas decisões de investimento como também no mercado de *contratos* (JHA; WOLAK, 2020). Há diversos estudos que indicam uma relação inversa entre o nível de obrigações via contratos *forward* de um gerador e incentivos para o exercício de poder de mercado no curto prazo (BARROSO et al., 2003; KELMAN; BARROSO; PEREIRA, 2001; MCRAE; WOLAK, 2013; WOLAK, 2020) – sendo o incentivo à participação no mercado de contratos também função do poder de mercado que cada agente *espera* ser capaz de exercer no mercado de curto prazo.

4.4 Regras operativas de ajuste de despacho físico

Em alguns momentos, pode ser necessário para o operador realizar manobras de curto prazo e alterar o despacho em relação ao que havia sido previamente determinado pelo *software* computacional de otimização. Em geral, tais situações ocorrem devido à necessidade de atender a critérios de estabilidade e de confiabilidade que não são considerados explicitamente pela ferramenta (potencialmente devido a limitações computacionais, por exemplo no caso de restrições não-lineares e não-convexas). Em um modelo de preços por oferta, em que o sinal de preços é fundamental para obtenção da operação ótima do sistema, entretanto, essas manobras têm o potencial de gerar distorções de mercado, se não estiverem refletidas de forma adequada nos preços.

Em uma situação ideal, todos os critérios de segurança e estabilidade utilizados pelo operador estariam internalizados dentro do *software* computacional responsável pela seleção das ofertas vencedoras e programação do despacho, garantindo que toda decisão de despacho seja refletida automaticamente no preço marginal de operação do sistema (não havendo, portanto, o conceito de "despacho fora da ordem de mérito"). Neste tipo de paradigma, o operador pode tomar decisões "sucessivas", corrigindo as instruções de despacho à medida que mais informação sobre o estado real do sistema torne-se

disponível, desde que cada uma dessas novas decisões tenha implicações físicas e financeiras vinculantes – a lógica de liquidações sucessivas é o tema central do capítulo 7. Por assegurar que todas as decisões operativas se refletem em sinais de preço para os agentes, esta é certamente uma das formas mais coerentes de se tratar a atuação do operador sobre o mercado. Entretanto, essa abordagem nem sempre é implementável no curto prazo, particularmente em casos em que a ferramenta computacional usada pelo operador não é capaz de representar todas as condições que o operador precisa verificar para garantir a estabilidade do sistema e a segurança de suprimento.

A segunda melhor opção (o que é denominado na literatura econômica como *second-best*), caso existam regras operativas de despacho que afastem a operação real da solução do problema de otimização, é que ao menos seja mantida a aderência entre preços e decisões operativas – de modo que qualquer manobra realizada pelo operador do sistema tenha impacto no preço. Esta prática é desejável não só por uma questão de compensação dos custos incorridos pelos geradores no momento de acionamento de suas usinas, mas também para que os sinais econômicos enviados aos agentes influenciem atividades como a resposta da demanda e implementação de recursos energéticos distribuídos (entre outros) para que atuem de forma eficiente e conforme ao critério de segurança adotado. Nota-se que no Brasil há uma distorção adicional devido ao fato de os sinais de preço serem fixados ex ante – este tema será retomado na seção 7.2.

Uma terceira alternativa, embora ainda menos desejável do ponto de vista da eficiência econômica, é complementar a receita dos agentes que sejam obrigados a operar fora da ordem de mérito – caso seja tomada uma decisão de despacho pelo operador que não seja devidamente refletida nos preços. Nota-se que esse tipo de pagamento funciona para evitar que agentes tenham perdas financeiras que possam ser atribuídas às manobras operativas do operador.

4.5 Preço-piso e preço-teto

Como mencionado anteriormente, o alinhamento de incentivos para induzir a máxima eficiência econômica é garantido quando o preço da eletricidade é igual ao custo marginal de operação. Contudo, por motivos de ordem prática, mercados elétricos comumente impõem limites (superior e/ou inferior) aos preços que podem ser praticados através de pisos e tetos. Esse limite deve ser acionado, por exemplo, quando as curvas de oferta e de demanda não se cruzam (problema aparentemente inviável). Em alguns mercados, tais limites de preço também são usados com o objetivo de reduzir a exposição dos agentes a períodos prolongados de preços excessivamente altos ou excessivamente baixos. Por exemplo, durante uma seca, hidrelétricas que estejam contratadas para vender energia terão de comprá-la a um preço elevado, pondo em risco a saúde financeira do gerador, caso o período de estiagem seja duradouro. Um limite máximo para preços reduz esse risco, mas também diminui a eficácia da sinalização de mercado (NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019). Em um mecanismo de formação de preços por ofertas, a definição de pisos e tetos para o preço de curto prazo pode contribuir em alguma medida como um mecanismo para restringir o exercício de poder de mercado – embora usualmente em conjunção com outros mecanismos, tal como a imposição de limites diretamente às ofertas dos agentes (tema que será explorado na seção 5.4).

No Brasil, os limites de preço são definidos pela Resolução Normativa ANEEL Nº 858/19 (Publicada após discussões com a sociedade associadas à Audiência Pública número 22 de 2019), segundo a qual o PLD mínimo é o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica Itaipu e a

Tarifa de Energia de Otimização das outras usinas hidrelétricas do SIN. O PLD máximo estrutural é calculado de acordo ao nível de proteção ao risco de 95% dos cenários hidrológicos projetados. Adicionalmente, definiu-se um PLD máximo horário, correspondente à média do custo variável unitário das usinas a óleo diesel do sistema, que passa a valer a partir da data de implementação do PLD horário no mercado. Para 2020, o PLD máximo estrutural calculado é de 559,75 R$/MWh, o PLD máximo horário é de 1148,36 R$/MWh e o PLD mínimo é de 39,68 R$/MWh.

Observa-se que a banda de preços permitida no Brasil é significativamente mais estreita que em outros mercados mundiais. O mercado NordPool (que inclui países do norte da Europa) possui limites mínimo e máximo de -500 €/MWh e 3000 €/MWh, respectivamente, para o mercado do dia seguinte[14]; 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$/MWh e 14200 A$/MWh[15] (CCEE, 2019). Destaca-se que em geral os mercados *precisam* definir um preço-teto e um preço-piso para representar o preço de equilíbrio em situações excepcionais em que a curva de oferta e a curva de demanda *não se cruzam*. Em mercados mais maduros, esses limites são escolhidos como valores muito extremos, tendo o papel de dar continuidade às transações de mercado mesmo nessas situações extremas – no lugar de o piso e teto serem utilizados como instrumentos de política energética.

Cabe destacar que o preço piso em muitos mercados é, na verdade, negativo. Custos marginais negativos indicam que o gerador está disposto a pagar para se manter operando, o que pode ocorrer por inflexibilidades operativas, tais como restrições que impedem que uma central, se desligada, retome a operação rápido o suficiente para capturar um momento de maior preço posterior – se não houver a opção de "verter" a energia gerada, a central estará disposta a pagar para que alguém consuma aquela energia, com a intenção de permanecer acionada até que os preços aumentem. Outro exemplo de inflexibilidade que pode levar a custos marginais negativos de eletricidade são cláusulas de *take-or-pay* em contratos de compra de combustível que incluam penalidades para o gerador caso este não adquira *fisicamente* todo o volume contratado[16].

Preços negativos não representam intrinsecamente nenhuma dificuldade para a eficiência do modelo baseado em ofertas (vide seção 3.1). Muito pelo contrário, quando não é possível dar um destino ao excesso de energia sem custo, eles refletem corretamente os custos de oportunidade envolvidos, e representam um forte sinal econômico para obtenção do ótimo social. A ocorrência de preços negativos tem sido mais frequente em mercados elétricos internacionais com o aumento da participação de fontes renováveis variáveis: os preços negativos revelam que haveria oportunidades de extrair valor desses desequilíbrios temporários do sistema com a instalação de baterias, flexibilização do perfil de consumo, ou simplesmente equipamentos que permitam que centrais renováveis se desconectem do sistema

[14] Para o mercado em tempo real, estes limites são respectivamente de -9999 €/MWh e 9999 €/MWh. Vide capítulo 7 para um detalhamento da distinção entre mercados do dia seguinte (*day-ahead*) e em tempo real (*real-time*).

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

[16] Vale notar que uma hipótese subjacente é a impossibilidade do venteio ou queima do gás natural "a custo zero" – o custo marginal resultante para a térmica seria zero neste caso, e nunca negativo. Isto porque sempre seria possível (e preferível) livrar-se do gás desta forma no lugar de pagar a penalidade ao fornecedor.

quanto os preços tornam-se negativos[17]. Tais iniciativas trariam benefícios ao sistema (solucionando o problema do excesso de produção), sendo, portanto, corretamente incentivadas pelo sinal de preços.

Uma faixa de preços mais ampla (com um preço teto alto e um preço piso baixo) permite precificar corretamente a escassez (ou a abundância) de energia a qualquer momento, gerando sinais econômicos adequados para a geração e a demanda, promovendo uma resposta dos agentes que seja o mais coerente possível com a otimização do despacho e da expansão do sistema elétrico. Quanto maior o preço de energia em certa hora do dia ou em certa estação do ano, maior o incentivo para a construção de novas usinas cujo perfil de produção atinja um pico naquela hora ou estação – e maior o incentivo para a resposta da demanda nesses períodos críticos. Por outro lado, preços menores (e mesmo negativos) durante determinada hora atraem consumidores que tenham a flexibilidade de deslocar sua demanda ao longo do dia.

Dentro de um mecanismo de formação de preços por ofertas aplicado a um sistema hidrotérmico, o preço teto e piso acabam por afetar o despacho do sistema: o custo de oportunidade da água nos reservatórios do ponto de vista dos agentes, por exemplo, é sempre limitado ao preço-teto, visto que o gerador não tem a possibilidade de vender essa água a um preço maior que o preço-teto em nenhum período futuro. Logo, o incentivo a se armazenar água para períodos futuros pode ser insuficiente caso o preço-teto seja baixo, mesmo em condições de escassez, em que o valor da água deveria estar próximo ao custo do déficit.

4.6 Compromissos legados

Existe uma variedade de compromissos e contratos firmados previamente que podem afetar ou ser afetados pela adoção do mecanismo de formação de preços por oferta. Por um lado, é importante respeitar esses compromissos legados do sistema para garantir a credibilidade das instituições brasileiras e a santidade dos contratos, de modo a atrair investimentos futuros – além de manter a solvência financeira dos agentes. Por outro lado, não se deve deixar que tais compromissos assumidos inibam reformas e aprimoramentos do funcionamento do mercado que podem trazer benefícios para o sistema.

Alguns mecanismos adotados no mercado brasileiro – a exemplo da repactuação do risco hidrológico, dos contratos de energia de reserva e dos contratos de cotas – envolveram a contrapartida de efetivamente *blindar de risco* certos agentes, de modo que estes não teriam incentivos para realizar ofertas eficientes caso fosse implementado um mercado baseado em ofertas. No caso das hidrelétricas em particular, não faria sentido que as usinas com risco hidrológico repactuado ou detentoras de contratos de cotas fossem responsáveis por construir suas próprias ofertas de mercado (nos moldes detalhados na seção 6.2). Como esses agentes geradores estão blindados de risco e qualquer excedente obtido através de uma boa gestão dos reservatórios iria para o consumidor, os geradores seriam praticamente *indiferentes* entre fazer uma boa gestão ou uma má gestão dos reservatórios. Posto de outra forma, em contraste com os potenciais ganhos de eficiência destacados na seção 3.4, geradores blindados de risco perceberiam um *sinal de preço* fortemente mitigado (ou mesmo nulo), desincentivando a inovação dos agentes em busca de melhores modelos de previsão, ganhos de produtividade, e outras iniciativas.

[17] Alguns agentes são desincentivados a desconectar-se da rede mesmo quando os preços são negativos devido aos seus termos contratuais. Embora firmar contratos que *não* exijam entrega física seja uma prática mais eficiente, no curto prazo (quando os contratos estão dados), os preços negativos ainda conduzem à melhor alocação possível nas condições estabelecidas.

Em alguns casos, é possível renegociar os compromissos legados com o próprio agente "blindado de risco" – de forma que os compromissos anteriores sejam respeitados, mas que os agentes passem a perceber os incentivos no mercado de curto prazo. Entretanto, esta é uma solução que sempre precisa ser analisada caso a caso, e depende da aceitação dos agentes envolvidos. Caso um acordo não seja possível, uma possibilidade para solucionar a questão dos compromissos legados seria delegar a submissão de ofertas ao próprio operador – o que, na prática, significaria que a operação de ativos pertencentes a agentes blindados ao risco seria realizada centralizadamente, de forma similar a um mecanismo de preços por custos auditados. Entretanto, visto que agentes nessa situação blindada de risco representam uma fatia significativa do mercado, tal prática enfraqueceria muito os potenciais benefícios de se adotar um modelo baseado em ofertas. Esta solução é especialmente indesejável ao se ter em conta que os agentes ofertantes no mercado teriam um incentivo a buscar e explorar qualquer eventual viés na tomada de decisão do operador – dedicando esforços a uma atividade que representa apenas uma *transferência de renda* e não um benefício para o sistema como um todo. Portanto, além do enfraquecimento dos ganhos potenciais do mecanismo baseado em custos, há o risco de se criar um incentivo perverso para os agentes.

A transferência de responsabilidades para o operador pode sequer ser necessária, já que os agentes podem demonstrar interesse em renunciar à sua blindagem em troca dos ganhos advindos da possibilidade de formular suas próprias ofertas. Caso os agentes blindados de risco por contratos legados não aceitem esta proposta, entretanto, uma solução preferível é transferir esse risco (e, portanto, as obrigações associadas) a um outro agente do sistema, remunerando-o por isto. Esse agente intermediador ficaria responsável por realizar as ofertas no mercado de curto prazo associadas aos ativos da outra parte como se fossem seus, e por atender aos compromissos contratuais e/ou financeiros associados. Dessa forma, o agente intermediador internaliza os custos e benefícios de suas decisões no mercado de curto prazo (enquanto suas obrigações contratuais são fixas), tendo assim incentivos para tomar as melhores decisões. O proprietário dos ativos pode então ser remunerado conforme os acordos anteriores já firmados, mantendo-se indiferente ao mercado *spot* (de responsabilidade exclusiva do agente intermediador).

Uma das formas de selecionar o agente intermediador é através de um mecanismo de leilão, cuja vantagem é a competitividade – tomando o devido cuidado para que um único agente não se torne dominante no mercado de intermediação, o que poderia levar a uma situação de poder de mercado. Um leilão permitiria eleger a empresa disposta a pagar o maior prêmio pelo direito de fazer ofertas (e até celebrar contratos) em nome de um agente que esteja blindado de risco. Mesmo no caso em que a obrigação é grande demais e, portanto, não pode ser compensada pelos benefícios de ofertar no mercado em nome da usina física, o leilão pode ser um mecanismo para identificar o agente que aceita receber o *menor* prêmio em troca de assumir os passivos correspondentes (pagamento negativo). O conjunto dos prêmios pagos pelos agentes intermediadores pode então ser usado para reduzir o montante de algum encargo devido pelos agentes "blindados de risco" (caso o saldo líquido recebido seja positivo) ou representar um custo adicional que precisa ser repassado a estes agentes via encargo (caso o saldo líquido seja negativo, isto é, as obrigações legadas são mais custosas do que o mercado espera receber fazendo ofertas). Com este mecanismo, garante-se que haverá um agente com incentivo a fazer ofertas eficientes em nome do agente "blindado de risco" – promovendo assim a eficiência de mercado ao mesmo tempo que se respeitam os compromissos legados.

Cabe destacar, entretanto, que apesar das características positivas de um mecanismo de leilão para alocação das obrigações de agentes intermediadores, este tipo de mecanismo precisa ser desenhado com cautela – tomando em conta as particularidades dos diferentes contratos vigentes que blindam determinados agentes de risco e a possibilidade de exercício de poder de mercado. Entregáveis futuros do presente projeto de pesquisa elaborarão em mais detalhe elementos do desenho conceitual, desenho detalhado, e *roadmap* de implementação de um mecanismo como este.

4.7 O papel do mercado cativo

De uma forma geral, é interessante que, em um mecanismo baseado em ofertas, a demanda tenha a possibilidade de uma participação mais ativa no sistema – seja diretamente ao submeter ofertas de disposição a pagar por energia (como será discutido na seção 5.5), ou indiretamente pela possibilidade de reagir ao sinal de preços *spot*. Mesmo sem submeter ofertas dinâmicas, o preço *spot* é a sinalização adequada para uma eficiente tomada de decisão por parte do consumidor – por exemplo, acerca de nível de contratação, instrumentos de proteção ao risco, medidas de eficiência energética, resposta da demanda e adoção de tecnologias de recursos energéticos distribuídos. Este tipo de resposta a preços ocorre de forma natural no mercado livre, em que o consumidor está exposto diretamente ao preço *spot* (abstraindo os contratos financeiros, que em geral não mudam os incentivos marginais). Já no mercado cativo (consumidores regulados), a resposta é mais indireta, já que o consumidor é intermediado por uma distribuidora, que cobra do consumidor a tarifa de energia e compra energia do mercado ao preço *spot*. Esta camada adicional significa que o sinal de preço aos consumidores regulados não é repassado instantaneamente, mas eventuais *tendências* do preço *spot* (como o perfil sazonal e o perfil diário) ainda são representativas do sinal de preços *desejável* para a resposta da demanda do mercado cativo.

Um corolário desta observação é que é desejável alinhar ao máximo o sinal econômico observado por clientes do mercado cativo ao preço *spot*, de modo a aumentar a eficiência da formação de preços por oferta[18]. Entretanto, hoje no Brasil existe uma diferença significativa entre o perfil diário da tarifa regulada de energia e o perfil do preço *spot* (particularmente no caso da tarifa convencional, que não faz distinção entre horas do dia, e da tarifa verde, que atribui uma diferença de preços muito extrema entre as horas de ponta e as horas fora da ponta). Essas distorções podem levar os consumidores cativos a tomarem decisões que, embora racionais do ponto de vista individual, não contribuem para o bem-estar agregado do ponto de vista sistêmico. A implementação de um modelo baseado em ofertas, entretanto, não teria qualquer efeito imediato sobre essa distorção observada no mercado elétrico brasileiro atual.

Ainda assim, em um modelo baseado em ofertas, vale destacar que é interessante que a distribuidora (ou qualquer agente comercializador representando o mercado cativo) possa fazer ofertas no mercado no lugar desses consumidores – implicitamente tomando o risco associado ao perfil de consumo desses agentes. Em particular, é desejável que os agentes que fazem ofertas no mercado em prol dos consumidores sejam *financeiramente responsáveis* por desvios entre a demanda prevista e a demanda efetivamente observada, para que tenham incentivos corretos para melhorar a acurácia das previsões e para buscar disseminar boas práticas entre os consumidores cativos que representam. Neste modelo, nota-se que estes agentes não podem ser totalmente blindados de risco: o agente deve ser remunerado por esta responsabilidade (sendo cabível algum tratamento similar ao descrito na seção 4.6 caso a distribuidora assim deseje), mas erros de previsão não podem ser tratados como "não-gerenciáveis", já

[18] Mesmo um modelo baseado em custos se beneficiaria substancialmente desse melhor alinhamento nos sinais econômicos.

que eles podem ser mitigados – ainda que nunca eliminados. Em resumo, para que o modelo baseado em ofertas atinja sua máxima eficácia, é importante apresentar incentivos corretos tanto para os consumidores cativos quanto para os agentes representantes desses consumidores no mercado de ofertas.

4.8 O Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, é um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico, originalmente criado pelo decreto 2655 de 1998, e é obrigatório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. O MRE possibilita a transferência de energia entre proprietários de usinas hidrelétricas, visando a reduzir os riscos hidrológicos, uma vez que o Brasil é um país extenso e com condições climáticas diversas. O funcionamento detalhado do mecanismo é detalhado no caderno 4 das regras de comercialização do setor elétrico brasileiro (CCEE, 2018): porém, em linhas gerais, seu ele envolve uma *redistribuição* da produção hidrelétrica total do sistema entre os geradores hidrelétricos. Essa redistribuição é proporcional à garantia física (ou energia assegurada) da usina: uma quantidade de energia representativa do quanto uma hidrelétrica é capaz de fornecer durante um certo período. Os riscos de indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, são assumidos individualmente - não sendo, portanto, cobertos pelo MRE.

Os direitos que o MRE concede às hidrelétricas representam um *legado* do sistema elétrico brasileiro, embora ele seja de natureza diferente dos legados tratados na seção 4.6 visto que os agentes não são totalmente blindados de risco, apenas recebendo um tratamento especial. Em particular, o legado do MRE indica que a capacidade de armazenamento dos reservatórios do MRE já opera como propriedade coletiva dos seus agentes (e não individual de cada agente proprietário) há décadas. Embora o MRE possua algumas limitações, entre elas a crítica de que ele não promove incentivos suficientes para que os agentes hidrelétricos invistam em melhorar a produtividade das suas turbinas (sintetizada no fator de produção que converte volume turbinado em energia), ele está profundamente embutido no marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

Uma primeira proposta de um mecanismo baseado em ofertas para o Brasil que seja compatível com o MRE foi realizado em 2002 (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a). O capítulo 6 do presente relatório é dedicado às interações entre o modelo baseado em ofertas e os reservatórios hidrelétricos (em particular reservatórios em cascata), dando continuidade ao trabalho do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico de 2002. O capítulo 6 não assume o MRE como condição absolutamente necessária e explora outras alternativas de implementação, de modo a não obrigar que os legados do passado impeçam que o desenho do modelo baseado em ofertas possa ser tão otimizado quanto possível (como discutido na seção 4.6). Entretanto, caso seja possível implementar um modelo baseado em custos igualmente eficiente e que seja capaz de acomodar o MRE de forma consistente (ou no qual o MRE seja uma pré-condição para a construção deste modelo), esta alternativa será favorecida no escopo deste projeto. As vantagens e desvantagens das diferentes alternativas de implementação analisadas neste relatório, no que diz respeito a mecanismos de oferta envolvendo hidrelétricas com reservatório e o MRE, são apresentados no capítulo 6.

4.9 Monitoramento de mercado e mitigação de poder de mercado

Grande parte dos países possui um órgão de defesa da concorrência – como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no Brasil – responsável por identificar e mitigar as possibilidades de poder de mercado na economia em geral. Todavia, é comum que mercados elétricos possuam uma entidade de monitoramento distinta, devido ao dinamismo e características próprias do setor. Como mencionado na seção 3.5, o caráter capital-intensivo da indústria elétrica e inflexibilidades pelo lado da oferta e da demanda podem tornar o setor mais suscetível ao exercício de poder de mercado, sendo essa uma grande preocupação ao realizar a migração para um mecanismo baseado em ofertas. O monitoramento de mercado ainda ajuda a sinalizar potenciais problemas antes que suas consequências mais adversas se materializem – podendo evitar novas experiências traumáticas como a crise energética da Califórnia em 2000 (mencionado na seção 3.5).

Twomey et al. (TWOMEY et al., 2005) aponta que nem todos os mercados elétricos que utilizam ofertas para determinação de preços implementaram sistemas de monitoramento a partir do momento de sua criação. No entanto, muitos destes – como o mercado neozelandês – acabaram por eventualmente perceber sua importância e definir instituições responsáveis. Tal estratégia, segundo os autores, pode levar a uma evolução assistemática das regras de monitoramento do mercado, feita gradualmente de acordo às necessidades do momento e pouco previsível para investidores. Desse modo, haveria vantagens em organizar um sistema de monitoramento de mercado logo da concepção do mecanismo de formação de preços por ofertas no Brasil, antecipando problemas que possam surgir e evitando ineficiências de desenho. No México, por exemplo, que iniciou a operação do seu mercado elétrico liberalizado apenas em 2016, instituiu-se de imediato a contratação de uma empresa terceirizada (garantindo independência do ministério, regulador e operador) para realizar relatórios anuais de análise do mercado. Esse papel de Monitor Independente do Mercado vem sendo cumprido pela empresa ESTA[19] desde a liberalização, escolhida após um concurso internacional. No PJM, nos Estados Unidos, a empresa *Monitoring Analytics*[20] desempenha papel similar desde 2008.

Uma análise mais detalhada das atribuições e ferramentas adotadas pelo monitor de mercado será apresentada em etapas posteriores do presente projeto de P&D. Entretanto, cabe destacar que o monitor de mercado tem como principais funções *detectar* o exercício de poder de mercado e o potencial para que ele ocorra, além de tomar ações para *mitigá-lo*. As técnicas usadas pelos órgãos de monitoramento de mercado com esse fim incluem uma combinação de técnicas desenvolvidas especialmente para o mercado elétrico e práticas aplicáveis também nos demais setores da economia (TWOMEY et al., 2005).

O monitor de mercado deve encaixar-se no ambiente institucional do setor elétrico do país e é essencial que não se criem conflitos entre as diferentes instituições administrativas do setor. Também é importante ter certa parcimônia no momento de definição das atribuições do órgão de monitoramento de mercado e critérios para eventuais intervenções – que devem ser vistas como medidas excepcionais e não como regra (sob a pena de enfraquecer os sinais de mercado do modelo baseado em ofertas).

De acordo com (WOLAK, 2020), todos os mercados dos Estados Unidos adotam algum tipo de mecanismo de mitigação de poder de mercado, embora tenham particularidades diferentes. De um modo geral, para que os incentivos aos ofertantes se mantenham consistentes, é importante que as regras

[19] https://www.estainternational.com/

[20] https://www.monitoringanalytics.com/home/index.shtml

que podem conduzir ao acionamento do mecanismo de poder de mercado sejam transparentes e previsíveis. Algumas alternativas estratégicas para a implementação das regras para a mitigação do poder de mercado são exploradas na seção 5.4.

5 ESTRATÉGIAS PARA FORMATOS DE OFERTA DOS AGENTES

5.1 Introdução

Nos capítulos 5 a 7 do presente relatório, tratamos de alternativas estratégicas de desenho para algumas características básicas do modelo baseado em ofertas – ainda sem fazer uma recomendação concreta de que alternativa deveria ser adotada pelo Brasil (o que será tema de relatório posterior deste mesmo projeto de P&D). Embora um modelo de formação de preços por oferta deva necessariamente obedecer a alguns requisitos mínimos para que seja consistente (como explorado nos capítulos 3 e 4), para alguns elementos de desenho existe alguma variedade de implementações possíveis. Com isto, o objetivo desses três capítulos é aprofundar a discussão sobre alguns desses elementos de desenho, identificando os prós e contras de diferentes alternativas estratégicas com a aplicação da metodologia (subjetiva) de *Harvey balls*, introduzida no Anexo 2 (capítulo 11), às análises apresentadas nas seções 5.3 a 5.5, 6.3 a 6.5 e 7.3 a 7.5.

Este capítulo 5, em particular, trata de alguns dos elementos mais básicos do mecanismo de oferta de preços, que estão associados fundamentalmente à *forma* como diferentes agentes fazem suas ofertas no mercado de curto prazo. Vale observar que, sem que exista uma definição sólida desses elementos, não é possível aprofundar a discussão para os temas mais específicos tratados nos capítulos 6 e 7. A seção 5.2 apresenta uma descrição esquemática do problema-chave que é objeto das escolhas de desenho apresentadas neste capítulo, seguida de uma breve descrição de práticas internacionais e propostas levantadas para o Brasil. A seção 5.3 discute em que medida é desejável garantir o tratamento *isonômico* de todas as tecnologias no processo de submissão de ofertas e em que medida as restrições operativas deveriam fazer parte também do conjunto de parâmetros ofertados pelos agentes. A seção 5.4 trata da possibilidade de se impor limites às ofertas que podem ser submetidas ao mercado, enquanto a seção 5.5 trata da possibilidade de tratamento especial para agentes renováveis ou agentes de demanda (que, ao contrário das termelétricas, são menos sensíveis ao preço). Finalmente, a seção 5.6 traz uma discussão preliminar do produto reserva (ou flexibilidade operativa) – para o qual, em muitos mercados internacionais, os agentes podem também submeter ofertas de preço-quantidade.

5.2 Funcionamento base e antecedentes

Fundamentos para o formato das ofertas dos agentes

Como foi visto no capítulo 3, no modelo de preços baseado em ofertas, os participantes do mercado devem declarar individualmente ao operador o preço máximo que estão dispostos a pagar (no caso de consumidores) ou o preço mínimo que aceitam receber (no caso de geradores) por determinada quantidade de energia produzida. Essas declarações (ou seja, as ofertas) se refletem através de curvas quantidade-preço: um gerador, por exemplo, poderia declarar que gerar até 10 MW custa 5 R$/MWh, e gerar acima disso custa 1000 R$/MWh (pois a planta estaria operando sob condições de estresse). É lógico que uma oferta desse tipo só seria possível se as regras de mercado assim permitissem – em particular, as regras precisariam aceitar ofertas com mais de um patamar e não limitar os preços a um teto inferior à 1000 R$/MWh.

As regras para o formato das ofertas dos agentes – definindo o que é aceito ou não – têm enormes implicações para a eficiência do mecanismo de formação de preços, com efeitos sobre o combate à poder de mercado, custos de transação e barreiras de entrada para novas tecnologias, entre outros elementos.

Pela complexidade do setor elétrico, dificilmente as ofertas simples de preço-quantidade, com um único patamar, são suficientes para representar as características físicas das diferentes tecnologias. No entanto, não há um padrão universal para o formato das ofertas, amplamente adotado em todos os mercados mundiais, de modo que cada mercado deve analisar suas condições conjunturais para definir as regras que sejam mais adequadas às suas necessidades. Alguns mercados darão maior flexibilidade às ofertas, permitindo, por exemplo, um número maior de patamares; outros imporão limites mais rígidos aos preços. É possível, inclusive, que as regras variem de acordo com a tecnologia, eventualmente proibindo certos agentes de realizarem ofertas.

As estratégias de mercado discutidas neste capítulo dizem respeito às perguntas mais fundamentais de se definir *quais agentes* têm flexibilidade para submeter ofertas e *sob que formato* ou paradigma tais ofertas devem ser construídas. O objetivo não é responder a todas as perguntas que devem ser respondidas antes da implementação do mecanismo, mas sim direcionar algumas discussões qualitativas de quais elementos são considerados desejáveis ou indesejáveis. Por exemplo, é imprescindível para a implementação de um mecanismo baseado em ofertas a definição de uma "linha do tempo", detalhando com quanta antecedência encerram-se as oportunidades de submissão de ofertas dos agentes, em que momento são divulgadas informações obtidas do *software* de despacho, e outros horários limite que viabilizem a solução do problema de otimização do despacho. Visto que a escolha destes intervalos é de natureza mais *técnica* que *estratégica*, ela não é discutida em detalhe neste relatório: em vez disso, algumas das questões mais fundamentais tratadas no presente trabalho (vide, por exemplo, a seção 5.3 ou a seção 7.3) serão utilizadas para informar a definição desta linha do tempo em uma etapa posterior do P&D.

Alguns exemplos de mercados internacionais baseados em ofertas

Em alguns aspectos, a experiência internacional com a definição do *formato das ofertas* submetidos pelos agentes se confunde com as experiências de implementação de mercados baseados em ofertas internacionalmente. Os próprios mercados que adotaram modelos baseados em custos podem também representar estudos de caso relevantes – visto que alguns modelos baseados em custos envolvem a submissão de ofertas (extremamente restritivas) dos agentes. Apresentam-se aqui alguns destaques da experiência internacional de relevância para este capítulo – e destaca-se que uma análise detalhada de outros mercados internacionais será objeto de um relatório futuro dentro deste projeto de P&D.

A Colômbia é uma referência importante já que sua matriz elétrica, assim como a brasileira, possui predominância hidrelétrica – e, apesar das características físicas similares ao Brasil, adotou um desenho de mercado diferente, envolvendo um modelo baseado em ofertas. O tema da coordenação de centrais elétricas em uma mesma cascata, um dos motivadores para a adoção do modelo baseado em custos no Brasil, será retomado no capítulo 6. Uma característica das ofertas submetidas no mercado colombiano é que elas envolvem um único preço para todo o dia (embora as quantidades ofertadas possam variar ao longo das horas). A Colômbia também permite que as termelétricas revisem os seus custos de arranque a cada três meses – e, embora caiba às entidades de monitoramento de mercado acompanhar estas ofertas, em geral tal informação não precisam passar por nenhum processo rigoroso de auditoria de custos.

No Peru também existe um mecanismo sistemático que permite que as termelétricas a gás natural declarem o seu preço de compra de gás natural uma vez ao ano, sendo este custo declarado aplicado

diretamente à função objetivo do problema de otimização. Divergências entre os preços ofertados e os custos contratuais dos agentes são perfeitamente permissíveis – e, inclusive, têm ocorrido sistematicamente ao longo dos últimos anos, já que as termelétricas adotaram estratégias para se livrar dos seus requisitos *take or pay*, como introduzido na seção 3.4 (ROMERO TORRES et al., 2019). Desta forma, embora o mercado peruano em geral siga a lógica de um modelo baseado em custos, para as térmicas a gás as regras do mercado peruano são comparáveis às de um mercado "baseado em ofertas" em que os agentes podem ofertar apenas uma vez ao ano.

Outro exemplo que ilustra a linha às vezes tênue que divide os modelos baseados em custos e os modelos baseados em ofertas é a comparação entre o Vietnã (que ao realizar a reforma de seu mercado elétrico em 2010, propôs que fosse implementado no país um modelo de formação de preços baseado em *ofertas*) e o México (que escreveu na sua Lei da Indústria Elétrica de 2014 que o país implantaria um modelo de formação de preços baseado em *custos*). Apesar desta distinção, ambos os países possuem práticas de mercado muito similares: os agentes geradores têm flexibilidade para submeter ofertas, porém é exigido que tais ofertas estejam próximas dos custos auditados, de acordo com bandas de flexibilidade pré-definidas (da ordem de 10% a 20% ao redor do custo). Este tipo de desenho de mecanismo, que guarda algumas similaridades com o modelo de formação de preços por custo, é objeto da seção 5.4.

Outro elemento relevante no que diz respeito a experiências internacionais com formatos de ofertas é o contraste entre os mercados "americanos", também chamados de modelos de *power pool*, e os mercados "europeus", chamados de modelos de *power exchanges*. As características chave dessas duas classes de implementação são exploradas no Anexo 3. O modelo que será construído ao longo do presente projeto de P&D segue a lógica de um modelo de *power pool* (como introduzido na seção 3.3) – porém, o estudo de experiências de implementação de modelos com diferentes características ainda pode ser valioso para a recomendação de um desenho de mecanismo para o Brasil. Em particular, nota-se que os modelos de *power exchange* em geral envolvem ofertas mais abstratas e agnósticas ao tipo de tecnologia ofertante, enquanto nos mercados dos Estados Unidos a oferta inclui uma série de parâmetros operativos para representação da usina no problema de otimização do operador. A Tabela 2 apresenta um resumo de algumas restrições operativas que podem fazer parte das ofertas submetidas nesses mercados – e a seção 5.3 apresenta uma discussão mais aprofundada dos prós e contras dessas duas abordagens.

Tabela 2 – Exemplo de oferta multi-componente adotada nos principais mercados elétricos dos Estados Unidos (IRENA, 2017)

<table>
<tr><th colspan="2">Operating costs</th><th colspan="2">Technical constraints</th></tr>
<tr><td>Energy offer curve</td><td>MWh, $/MWh</td><td>Economic min</td><td>MW</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">Piecewise linear or stepwise linear function with multiple MW/Price pairs</td><td>Economic max</td><td>MW</td></tr>
<tr><td>Ramp rate</td><td>MW/hour</td></tr>
<tr><td rowspan="2">No-load offer</td><td rowspan="2">$/hour</td><td>Min/Max run time</td><td>hours, min</td></tr>
<tr><td>Min down time</td><td>hours, min</td></tr>
<tr><td>Start-up offer</td><td>$</td><td>Notification time</td><td>hours, min</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">Available for different types of start-ups (hot/ intermediate/ cold)</td><td>Cooling time</td><td>hours, min</td></tr>
<tr><td>Start-up time</td><td>hours, min</td></tr>
</table>

A proposta do Comitê de Revitalização de 2002 para o Brasil

Em meados de 2001 foi criado no Brasil o denominado Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a). O comitê tinha como missão desenvolver propostas para corrigir as disfuncionalidades existentes no setor e propor aperfeiçoamentos para seu modelo, mas preservando os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor. Em particular, as propostas deveriam promover competição nos segmentos de geração e comercialização, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado, e regulação dos segmentos que são monopólios naturais – garantindo a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país. Entre suas outras atividades, o Comitê de 2002 levantou uma proposta de implementação de mecanismo baseado em ofertas para o Brasil – que serviu para informar algumas das análises do presente relatório. No que diz respeito ao desenho básico das ofertas dos agentes, a proposta de 2002 continha os seguintes elementos principais:

- Os agentes térmicos e demandas têm a oportunidade de submeter ofertas ao mercado, em formato de uma curva preço (R$/MWh) - quantidade (MWh). As hidrelétricas também têm a possibilidade de ofertar, embora com um mecanismo especializado (discutido na seção 6.1).
- A CCEE constrói curvas de disposição a produzir e a consumir, colocando as ofertas em ordem de mérito. O cruzamento das curvas determina o preço de curto prazo e a produção de cada agente.

Visto que o Brasil não possui hoje um mecanismo baseado em ofertas implementado, essa proposta de 2002 ainda representa a principal referência de quais práticas poderiam ser adotadas no setor elétrico brasileiro. Apesar do pioneirismo e importância desse trabalho anterior, tanto o setor elétrico brasileiro quanto as melhores práticas de desenho de mercado internacionais evoluíram muito ao longo das últimas décadas – justificando nova análise e aprofundamento desses temas no presente projeto de P&D.

Em particular, destaca-se que o modelo proposto pelo Comitê não trata de algumas dificuldades de viabilidade física do problema, tais como restrições de arranque das usinas, rampas operativas, e características similares. Isso se deve à realidade do setor elétrico brasileiro em 2002, quando a flexibilidade operativa das hidrelétricas permitiria abstrair de praticamente todas essas restrições operativas – e a percepção de que tal paradigma persistiria por muito tempo. No sistema brasileiro atual, entretanto, sabe-se que uma representação mais detalhada das restrições operativas é importante, como evidenciado pelos esforços que vêm sendo feitos ao longo dos últimos anos para a modernização do setor (como introduzido na seção 4.2), inclusive com a implementação do *software* DESSEM de resolução semi-horária (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019).

5.3 Restrições operativas e distinções por tecnologia

Geradores elétricos possuem uma série de inflexibilidades operativas que devem ser consideradas no despacho, tais como restrições de rampa, mínimo tempo ligado (*uptime*) ou desligado (*downtime*), máximo número de acionamentos e desligamentos em determinado período, entre outras. Em um mecanismo de formação de preços baseado em custos, se restrições físicas não forem representadas na feramenta computacional de otimização do despacho do operador, muito provavelmente a solução da ferramenta será subótima (BRIGATTO; STREET; VALLADÃO, 2016). Já no mecanismo baseado em ofertas, a representação explícita dessas restrições operacionais no problema de otimização do operador

não é algo estritamente necessário. Em vez disso, o próprio agente gerador pode assumir a responsabilidade de assegurar que o seu perfil de despacho seja fisicamente viável, tendo assim mais flexibilidade para construir a sua estratégia de oferta. Este tipo de mecanismo mais "liberal" pode trazer, inclusive, algumas vantagens. Portanto, a pergunta central discutida nesta seção é: *como restrições operativas e distinções por tecnologia podem se refletir nas ofertas dos agentes*? Tais restrições incluem, por exemplo, rampas, máximo número de acionamentos, entre outras.

Considere o exemplo de uma central cujo contrato de manutenção especifica um número máximo de acionamentos por mês e cujo custo variável é de 100 R$/MWh, explorado em (MUNOZ et al., 2018). Suponha que acionar a planta agora implica em venda de energia a um preço de 120 R$/MWh, mas que este acionamento impede que ela seja acionada em um pico de demanda no futuro, no qual a energia estará precificada em 200 R$/MWh. Suponha também, por simplificação, que sendo acionada agora ou mais tarde, a geração será de 120 MWh, de modo que o lucro total do gerador, se acionado no futuro, será de $120\,[MWh] \times (200 - 100)[R\$/MWh] = 12000\,[R\$]$ e, se acionado agora, será de $120\,[MWh] \times (120 - 100)[R\$/MWh] = 2400\,[R\$]$. Se a formação de preços é baseada em custos auditados e o problema de otimização de despacho *não representa* a restrição de número máximo de acionamentos, a decisão operativa será pôr a planta em funcionamento agora, embora fosse mais atrativo "guardar" a opção de acionar a usina para o momento em que o preço chegar a 200 R$/MWh – o que maximizaria não apenas o lucro da empresa, mas também o bem-estar social. No mecanismo baseado em ofertas, isso não seria um problema, pois o gerador submeteria como oferta o preço de 200 R$/MWh, que representa o seu custo de oportunidade para um acionamento futuro. Logo, mesmo sem a representação explícita do limite de acionamentos, um modelo baseado em ofertas poderia encontrar a solução ótima.

À primeira vista, o despacho ineficiente descrito acima poderia ser corrigido em um modelo baseado em custos caso o número máximo de acionamentos fosse introduzido como uma restrição operativa adicional na representação do problema de otimização do despacho. Entretanto, além de esta prática representar um risco de aumento exponencial da complexidade do modelo (caso se comece a acomodar arranjos de restrições físicas ou contratuais de diferentes agentes), há o risco de se representar a restrição com excessiva rigidez. No exemplo acima, nota-se que a central não seria despachada no momento presente visando um lucro maior no futuro – o que seria de fato a decisão ótima dadas as circunstâncias apresentadas até aqui. Entretanto, caso o gerador tenha a possibilidade de firmar um aditivo contratual para o seu contrato de manutenção que permita que ele aumente o número máximo de acionamentos por mês a um custo de $R\$1500$, por exemplo, esta escolha será novamente subótima: isto porque o lucro imediato que o gerador receberia por operar a sua usina (igual a $R\$2400$ como visto acima) é superior a este custo que o agente pode pagar em troca de não precisar se preocupar com o limite de acionamentos mensais (ao menos no curto prazo). Há, portanto, duas possíveis situações nas quais uma representação das restrições operativas baseada em custos pode levar a soluções subótimas: (i) uma restrição não é representada (levando a uma representação excessivamente arrojada); ou (ii) a restrição é representada como mais rígida do que é na realidade (levando a uma representação excessivamente conservadora) – evitar esses dois tipos de desotimização simultaneamente é complexo para um modelo baseado em custos, mas simples em um modelo baseado em ofertas. Esta mesma lógica pode ser generalizada para as demais inflexibilidades operativas dos geradores: os preços ofertados buscarão refletir as restrições físicas e contratuais das centrais – e em geral, um mecanismo baseado em ofertas permite ajustes mais dinâmicos dos custos de oportunidade das centrais, por exemplo, representando

que uma central deve operar sob limites mais estritos quando está mais próxima de uma manutenção programada. O modelo baseado em ofertas também representa uma pressão constante para que os agentes busquem práticas operativas inovadoras para maximizar o seu lucro, o que pode ter o efeito de aliviar as inflexibilidades.

O exemplo descrito acima sugere que, mesmo que *não sejam representadas* todas as restrições operativas explicitamente no problema de otimização do operador, os agentes ofertantes ainda podem utilizar a flexibilidade das ofertas submetidas para assegurar que essas restrições serão cumpridas. Uma interpretação radical deste resultado é que unicamente as ofertas *simples* preço-quantidade seriam suficientes para alcançar um despacho eficiente – entretanto, quando há elementos de incerteza afetando o equilíbrio de mercado, as ofertas simples podem não ser suficientes. Entretanto, introduzir um menu de *ofertas complexas* aumenta significativamente o espaço de possibilidades de restrições operativas que o mecanismo é capaz de abordar – e, portanto, a flexibilidade que os ofertantes teriam para representar um espaço ainda maior de restrições. Dessa forma, a escolha de não representar no detalhe todas as restrições operativas possíveis (desde que os ofertantes tenham acesso a algumas ofertas complexas) não implica necessariamente em uma perda de eficiência. Esta estratégia significa apenas que será alocada aos geradores a responsabilidade por identificar quais são as suas restrições operativas e montar estratégias de oferta (e investimentos em melhoria tecnológica) que permitam acomodar, de maneira economicamente equilibrada, as restrições físicas quando a usina é despachada. Esta abordagem traz a vantagem de tratar com isonomia todas as tecnologias (particularmente as mais novas, cujas características são pouco conhecidas) sem que se conceda tratamento privilegiado a um grupo de geradores. Quando uma inovação chega ao mercado, não é necessário perder tempo adaptando o modelo ou regras para que se possa integrá-la ao sistema, bastando que os agentes adequem suas ofertas para refletir o modo como essa nova tecnologia altera seus custos.

As *abordagens agnósticas por tecnologia* seguem esse princípio de permitir um grau mais elevado de flexibilidade para as ofertas dos agentes. Nesta classe de abordagens, todos os agentes têm acesso ao mesmo tipo de ofertas e cada central é responsável por "traduzir" as suas próprias restrições físicas e contratuais na linguagem comum estabelecida para o mercado. Embora seja possível, ao menos em teoria, que os geradores consigam alcançar um despacho factível apenas através de ofertas simples quantidade-preço submetidas estrategicamente e de forma *iterativa* (vide capítulo 7), na prática quase todas as implementações permitem que sejam incorporadas às ofertas relações e dependências para mais facilmente acomodar restrições físicas (embora sem ferir o princípio de neutralidade às tecnologias). No Nordpool, por exemplo, mercado atualmente em operação em boa parte do norte e oeste europeu, os agentes podem fazer diversos tipos de *ofertas em bloco* além das ofertas preço-quantidade simples[21]. Os agentes têm bastante flexibilidade para incorporar em suas ofertas diferentes tipos de restrições operativas às quais estão submetidos sob esta estrutura, e têm liberdade para construir sua própria estratégia de oferta. Alguns exemplos de oferta por bloco deste tipo são:

- **Ofertas preço-quantidade flexíveis simples:** o ofertante pode declarar múltiplos patamares de preço, a depender da quantidade gerada (por exemplo: até 100 MW, o preço cobrado é 25 R$/MWh; e entre 100 e 200 MW, é 50 R$/MWh);

[21] Vide https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/.

- **Ofertas horárias de quantidades fixas:** assim como no caso anterior, pode haver múltiplos patamares de preços, mas ao operador só é permitido aceitar ou rejeitar o montante ofertado por inteiro;
- **Ofertas em bloco inter-horárias:** a oferta abarca um conjunto de diferentes horas (ou bloco de horas) do dia e só pode ser aceito ou rejeitado por inteiro;
- **Ofertas em bloco condicionadas:** há ofertas individuais para cada hora (ou bloco de horas), mas elas estão inter-relacionadas, no sentido de que o aceite ou rejeição da oferta de uma hora (ou bloco) depende do aceite ou rejeição da oferta em outros horários (ou blocos). Por exemplo, o aceite da oferta B pode ser condicionado ao aceite da oferta A, ou até mesmo à rejeição da oferta A (A e B podem ser consideradas mutuamente excludentes).

Nota-se que, mesmo dentro do âmbito das abordagens agnósticas por tecnologia, há escolhas a serem feitas no que diz respeito ao nível de detalhe das ofertas disponíveis aos agentes – sendo possível introduzir ofertas condicionais ainda mais complexas que as categorias descritas acima. Por um lado, permitir que os agentes submetam uma variedade maior de ofertas permite acomodar uma gama maior de potenciais restrições operativas com mais precisão (mesmo sem a sua representação explícita no problema de otimização do operador). Por outro lado, se houver muitos agentes submetendo ofertas multicomponente (e potencialmente não convexas), a complexidade computacional do problema do operador pode aumentar significativamente, além de possivelmente representar uma perda de simplicidade e previsibilidade do processo.

No outro extremo das estratégias de implementação possíveis, em oposição às abordagens agnósticas por tecnologia, está a representação de *restrições operativas pré-fixadas*. Sob esta classe de estratégias, embora os agentes geradores sejam livres para submeter ofertas preço-quantidade simples (característica intrínseca do modelo baseado em ofertas), as restrições operativas que regem o acoplamento temporal das ofertas – por exemplo, o número máximo de acionamentos de uma central ou seu custo de *startup* – são auditadas pelo operador e não podem ser revisadas com facilidade. Como já tratado nos parágrafos anteriores, este tipo de abordagem para a representação das restrições operativas, que guarda algumas similaridades com um modelo baseado em custos, possui algumas limitações e gera assimetrias entre as tecnologias. Ainda assim, nada impede que este modelo seja adotado, dando continuidade a esforços (já parte do processo de modernização do setor elétrico) de aprimorar essa representação centralizada de restrições operativas. Visto que nesta estratégia o operador se encarrega de auditar parâmetros e custos "razoáveis" para cada gerador, para que ela seja implementável é importante que os parâmetros e custos das restrições operativas sejam previsíveis e relativamente constantes ao longo do tempo – o que pode ser uma hipótese razoável se os parâmetros relevantes estiverem associados a configurações físicas que raramente se alteram. Apesar de não ser possível, sob esta modalidade, realizar uma gestão dinâmica das restrições operativas, a auditoria das restrições operativas por um ente centralizado elimina virtualmente qualquer receio de que os agentes geradores pudessem utilizar essas declarações de inflexibilidades para manipular preços ou exercer poder de mercado. Em geral, quanto mais flexibilidade de escolha um ofertante tiver, maiores as oportunidades de exercício de poder de mercado para aumentar os seus lucros – um gerador só irá declarar seus custos e parâmetros verdadeiros se houver incentivos para fazê-lo; daí a necessidade de garantir um ambiente competitivo e criar ferramentas de monitoramento e mitigação de poder de mercado (como discutido na seção 4.9).

Uma terceira classe de estratégias, que envolve uma divisão de responsabilidades "intermediária" entre o operador do sistema e os agentes descentralizados no que diz respeito à definição de parâmetros para a inflexibilidade operativa, é a opção que denominamos *restrições técnicas ofertadas no mercado*. Neste tipo de implementação, o problema de otimização do planejador central efetivamente representa restrições operativas (parametrizadas de acordo com um formato definido pelo operador) – em oposição ao mecanismo centrado em ofertas dos agentes que caracteriza a abordagem agnóstica por tecnologia. Entretanto, no lugar de auditar tais restrições operativas de forma centralizada, permite-se que os próprios agentes *declarem* os parâmetros que devem ser utilizados para representar suas inflexibilidades. Este tipo de abordagem usualmente implica algum grau de diferenciação entre as tecnologias. O operador pode determinar, por exemplo, que termoelétricas a gás podem declarar parâmetros de rampa, custo de arranque quente e frio, mínimo tempo ligado e mínimo tempo desligado; sem, entretanto, estender a possibilidade de declarar esses parâmetros a outras tecnologias de geração. Embora este tipo de abordagem não seja plenamente neutro às tecnologias de geração (e portanto não tenha a mesma flexibilidade de acomodar novas tecnologias inovadoras como a alternativa agnóstica à tecnologia), esta estratégia ainda permite que se capture o benefício de atualizações mais rápidas dos parâmetros operativos frente a mudanças nas condições do sistema, visto que os próprios agentes têm incentivo a declarar os seus parâmetros reais.

Ao adotar uma estratégia de restrições técnicas ofertadas no mercado, é possível ainda escolher com que frequência os agentes podem submeter seus parâmetros de restrições operativas. Uma opção natural seria que esses parâmetros pudessem ser submetidos conjuntamente com as curvas preço-quantidade a cada liquidação do mercado – dando máxima flexibilidade aos agentes de modo a extrair ao máximo o valor de eventuais revisões dinâmicas dos parâmetros de flexibilidade operativa frente a novas condições de mercado. Uma alternativa, entretanto, caso haja suspeita de que alguns agentes possam utilizar dessas declarações para manipular preços, seria que esses parâmetros possam ser revisados com uma frequência menor. Visto que os agentes seriam obrigados a conviver com as consequências da sua declaração por um período mais longo, eles teriam incentivos mais fortes para declarar parâmetros de fato representativos das suas restrições operativas reais. Na Colômbia, por exemplo, parâmetros operativos como o custo de arranque das termelétricas podem ser revisados apenas quatro vezes ao ano (de acordo com o estabelecido pela Resolução CREG 051 de 2009), embora os agentes possam submeter curvas quantidade-preço diariamente; enquanto outros parâmetros operativos (como restrições de rampa) são auditados de forma centralizada, não seguindo um cronograma fixo de revisão.

O exemplo da Colômbia deixa claro que as três macroestratégias não são completamente mutuamente excludentes: dependendo do mercado, um gerador pode ter a opção de declarar algumas de suas características técnicas para o operador, outras são auditadas pelo operador e representadas no *software* de otimização, enquanto outras ainda não estarão incluídas na ferramenta computacional (cuja representação é, portanto, de responsabilidade dos próprios agentes ofertantes). Na prática, a escolha de desenho de que trata esta seção envolve identificar que parâmetros farão parte do conjunto de restrições operativas incorporado no problema de otimização do operador, e que parâmetros poderão ser ofertados no mercado (e com que frequência). Para tal, é possível basear-se nos próprios parâmetros já implementados nas ferramentas computacionais utilizados no setor elétrico brasileiro (vide seção 4.2), e/ou em implementações internacionais (vide seção 5.2).

A Tabela 3 apresenta o resumo, em *Harvey balls*, dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida

nesta seção: *como restrições operativas e distinções por tecnologia podem se refletir nas ofertas dos agentes*? Tais restrições incluem, por exemplo, rampas, máximo número de acionamentos, entre outras.

Tabela 3 – Comparativo de soluções para o grau de complexidade das ofertas

Critérios de avaliação	A. Tratamentos agnósticos à tecnologia		B. Restrições técnicas pré-fixadas "por custo"		C. Restrições técnicas ofertadas no mercado	
Simplicidade para os ofertantes		*Restrições técnicas geridas pelo próprio agente*		*Cálculo ex ante dos parâmetros*		*Acompanhamento em tempo real dos parâmetros*
Compatibilidade com novas tecnologias		*Acesso aos mesmos instrumentos*		*Novas tecnologias avaliadas caso a caso*		*Potencial acesso aos mesmos instrumentos*
Combate ao poder de mercado		*Mitigado pelo número de competidores*		*Flexibilidade de atuação dos agentes é limitada*		*Desejável monitorar ofertas*
Capacidade de gestão dinâmica de restrições		*Elevado se houver incentivos corretos*		*Exige envolver o operador ao revisar parâmetros*		*Elevado se houver incentivos corretos*

As três macroestratégias identificadas são: (A) *Tratamentos agnósticos à tecnologia*, mediante os quais todos agentes têm acesso ao mesmo formato de ofertas e não há a representação explícita de restrições operativas particulares de cada tecnologia na ferramenta computacional de despacho do operador; (B) *restrições técnicas pré-fixadas*, com o operador se encarregando da representação das restrições operativas de cada tecnologia em sua ferramenta computacional e auditando os correspondentes parâmetros de cada gerador; ou (C) *restrições técnicas ofertadas no mercado, na qual* novamente há a representação das inflexibilidades de cada tecnologia, mas os parâmetros são declarados pelo próprio ofertante.

- No que diz respeito à Simplicidade para o Ofertante, a alternativa B é a que possui o formato de oferta mais simples, já que não inclui parâmetros técnicos da usina, como na alternativa C, nem é preciso realizar ofertas complexas para garantir que estas reflitam inflexibilidades operativas do agente, como na alternativa A.
- O quesito Compatibilidade com Novas Tecnologias depende do quanto o formato das ofertas pode ser generalizado para novas tecnologias. Deste modo, a alternativa A fornece a melhor solução, enquanto as alternativas C e especialmente a B apresentam empecilhos.
- No critério Combate ao Poder de Mercado, a alternativa B é superior, impondo limites a comportamentos abusivos dos agentes. As alternativas A e C são similares, embora por motivos diferentes: redução de barreiras de mercado, e facilidade de monitoramento.
- No critério Capacidade de Gestão Dinâmica de Restrições, as alternativas A e C são as que mais se destacam, permitindo aos ofertantes a atualização de suas curvas de oferta e parâmetros técnicos frente a novas condições do sistema. Por outro lado, o processo de auditoria praticamente elimina a capacidade de atualizações dinâmicas na alternativa B.

5.4 Limites para as ofertas e mitigação de poder de mercado

Outro tema que envolve uma escolha para o desenho conceitual do mecanismo é em que medida os agentes são livres para ofertar o valor que quiserem em termos de curvas preço-quantidade, e em que medida este direito deve ser contrabalanceado pela necessidade de se proteger o direito dos outros agentes e de minimizar o risco de alguma tentativa de manipulação de preços. Ou seja: *como se deve*

restringir o comportamento dos agentes, através de suas ofertas, para mitigar o exercício de poder de mercado?

De uma forma geral, conceder maior liberdade aos agentes fortalece os sinais de preço de mercado e representa o principal mecanismo pelo qual o modelo baseado em ofertas é capaz de alcançar resultados economicamente eficientes (como introduzido na seção 3.1): regras excessivamente rígidas podem reduzir a aderência dos preços à realidade operativa, levando a eventuais distorções de incentivos, prejudiciais à qualidade e confiabilidade do suprimento. Por outro lado, agentes que têm grande flexibilidade para fazer ofertas também têm a oportunidade de usar esta flexibilidade para manipular preços, se as condições do sistema permitirem o exercício de algum poder de mercado. Esta é a principal dicotomia envolvida nas alternativas estratégicas de imposição de limites às ofertas – isto é, aderência do sinal de preços *versus* mitigação do poder de mercado. Ao longo desta seção, trataremos majoritariamente de estratégias de mitigação de poder de mercado aplicadas às ofertas preço-quantidade – porém, nota-se que seria possível implementar estratégias similares no caso da declaração de outros parâmetros operativos, como abordado na seção 5.3.

A primeira alternativa estratégica para o tema desta seção (e a abordagem mais simples) envolve permitir *alto grau de flexibilidade* às ofertas dos agentes. Cabe notar que os mercados podem estabelecer um limite máximo para as *ofertas* diferente do preço-teto para o sistema (que em geral são bastante extremos em mercados baseados em ofertas, como exemplificado na seção 4.5). No mercado MISO (*Midcontinent Independent System Operator*), nos Estados Unidos, por exemplo, o preço-teto é de 3500 USD/MWh, mas nenhum agente pode submeter ofertas a um preço superior a 1000 USD/MWh (CCEE, 2019). Na prática, isto significa que preços de equilíbrio entre 1000 e 3500 USD/MWh apenas podem ser alcançados caso haja a violação de alguma restrição operativa, e não por consequência de ofertas estratégicas dos agentes. Embora esta imposição de limites às ofertas seja um pouco mais restritiva do que o caso em que o limite da oferta é igual ao preço-teto para as liquidações do sistema, este tipo de estratégia ainda permite alto grau de flexibilidade aos agentes – desde que o limite das ofertas seja *suficientemente alto* e *homogêneo* para todas as tecnologias.

Com este tipo de estratégia mais liberal, o operador confia na própria competição no mercado (e no fato de que todos os agentes ofertantes terão acesso ao mesmo elevado grau de flexibilidade para montar suas estratégias) para assegurar que os preços de equilíbrio resultantes serão razoáveis. Um modelo baseado em ofertas com limites muito restritos aproxima-se, na prática, de um modelo baseado em custos. Em (MUNOZ et al., 2018), os autores destacam que o exercício de poder de mercado nas negociações de contratos de longo prazo pode ser ainda mais danosos e dignos de nota que o poder de mercado no curto prazo – de modo que focar esforços no mercado de curto prazo pode não ser justificado. Vale ainda ressaltar que, mesmo na ausência de limites mais estritos para as ofertas, há outras formas de reduzir comportamentos oportunistas dos agentes, tais como mecanismos de identificação e mitigação de poder de mercado complementares às regras de mercado (como introduzido na seção 4.9) e/ou mecanismos de redução de barreiras de entrada e promoção de um mercado de contratos robusto (como introduzido na seção 4.3) (MCRAE; WOLAK, 2013; WOLAK, 2020) – aumentar o dinamismo e o número de competidores em um mercado baseado em ofertas pode mais que compensar a possibilidade de exercício de poder de mercado no curto prazo.

Uma segunda classe de estratégias de implementação possíveis é a introdução de *limites por tecnologia*. Fazem parte dessa categoria os exemplos dos mercados elétricos mexicano e vietnamita, que, como

introduzido na seção 5.2, baseiam-se em um *benchmark* de custos, estimado pelo operador central, para determinar uma banda de valores aceitáveis para o preço da oferta (que precisa ser respeitada pelos agentes ofertantes). No Vietnã, de acordo com as regras de mercado publicadas em 2010, o operador central utiliza um *software* especializado para calcular o valor da água das hidrelétricas e os agentes têm flexibilidade para ofertar entre 80% e 110% desse valor, apenas. Similarmente, no México, as ofertas das centrais térmicas podem ser rejeitadas caso superem em mais de 10% o custo estimado pelo operador – sendo substituídas por esse limite, ou seja, por 110% do custo estimado. Embora os agentes possam usar suas próprias análises e estratégias de oferta para divergir do valor auditado pelo operador para o preço das suas ofertas, nota-se que a sua flexibilidade é restrita a uma banda relativamente estreita. No limite, à medida que a banda se torna mais e mais estreita, este mecanismo aproxima-se da alternativa baseada em custos e não mais de uma alternativa baseada em ofertas – de fato, como vimos, é assim que o México classifica o seu mecanismo. Esta alternativa pode ser interpretada como a imposição de um preço-teto e um preço-piso que são diferentes para cada ofertante individual (ou para cada grupo de ofertantes, agrupado por tecnologia) – em contraste com a primeira estratégia apresentada, que impõe bandas de preços simples, idênticas para todas as tecnologias.

Neste sentido, os limites por tecnologia são um modo de se combater o poder de mercado, mas, caso haja erros na estimativa do operador, haverá distorções dos preços – o *trade-off* entre evitar poder de mercado e obter aderência de preços mencionado acima. Esta dicotomia é central para a própria escolha entre o modelo baseado em custos e o modelo baseado em ofertas, o que pode ser um argumento contrário à sua adoção: afinal, à medida que aplicam-se limites mais restritivos, aumenta a importância da decisão do ente central e o sistema torna-se mais dependente da acurácia da informação centralizada e das premissas do operador. Outra limitação relevante desta estratégia é que alguns agentes têm funções custo mais difíceis de se estimar – o que pode eventualmente levar a vantagens (ou desvantagens) indevidas, já que, em algum nível, haverá tratamento diferenciado entre as ofertas em função destas características. Por exemplo, não é óbvio como se deve estimar um preço de oferta de referência para a resposta da demanda, ou para o valor da água, ou (sob algumas circunstâncias) até mesmo para o preço futuro do gás natural no mercado secundário, caso tais negociações sejam pouco transparentes. Dentro da estratégia de introdução de limites por tecnologia, é possível implementar diferentes mecanismos para lidar com esta diferença no grau de incertezas: envolvendo desde simplesmente aumentar a flexibilidade de algumas classes de ofertantes (permitindo, por exemplo, que a resposta da demanda possa ofertar qualquer preço, limitada apenas ao piso e ao teto), até introduzir um tamanho de banda diferenciado para cada tecnologia em função da incerteza na estimação do seu custo de referência (por exemplo, um gerador a carvão pode ter um preço teto de x por cento acima do seu custo estimado, enquanto um gerador eólico tem uma banda de flexibilidade de y por cento, e um gerador a gás natural tem ainda outro limite de z por cento, etc.).

A terceira opção envolve introduzir *limites em função das condições de mercado*, isto é, permitir que os agentes ofertem sob uma banda de flexibilidade maior em situações consideradas pelo operador pouco propícias à manipulação de preços, mas estreitar essa banda quando forem identificadas oportunidades de poder mercado. Em épocas "normais", haveria um preço teto elevado e um preço piso muito baixo, similarmente à solução que oferece alto grau de flexibilidade aos agentes (permitindo inclusive preços negativos); enquanto em períodos de pico de demanda, falta de oferta ou congestões de linhas, a liberdade dos agentes seria mais restrita. Em casos mais extremos, seria possível retirar totalmente dos agentes qualquer liberdade de submeter ofertas, fazendo com que o mercado passasse a atuar

momentaneamente efetivamente como um modelo de despacho e formação de preços baseado em custos. Este tipo de mecanismo é citado em (MUNOZ et al., 2018; WOLAK, 2020), que observam que mesmo os mercados baseados em ofertas dos EUA mantêm um registro de "ofertas de referência" (*default energy bids* ou DEBs) que são usadas para sobrescrever as ofertas dos agentes quando determinadas condições mínimas de competitividade não se verificam. Desta forma, há uma ampla gama de possibilidades de desenho de mecanismo dentro da macroestratégia de impor limites em função das condições de mercado – em particular, nota-se que os limites condicionais podem ser dependentes de parâmetros técnicos da usina (como é o caso dos DEBs) ou agnósticos à tecnologia.

A estratégia de mitigação de poder de mercado condicionalmente à conjuntura do sistema visa a criar um mecanismo de restrições dinâmicas, aumentando o nível de controle sobre as ofertas dos agentes quando isso se demonstra necessário e aumentando a flexibilidade (permitindo assim maior dinamismo das ofertas e portanto maior aderência dos preços à realidade) quando a situação o permite. Este tipo de mecanismo pode ser eficaz em aumentar o bem-estar social total, especialmente levando em conta que a maior parte dos agentes ofertantes não possui poder de mercado (e que, portanto, correm o risco de serem lesados pelas manipulações de mercado dos agentes dominantes). Entretanto, é mais complexo desenhar as regras que regem um comportamento condicional à situação de mercado – um custo que precisa ser levado em conta em alguma medida. Além disso, é importante que os critérios para o acionamento do mecanismo de mitigação sejam claros e que qualquer agente possa verificar (e eventualmente contestar) o seu acionamento – dando assim algum grau de previsibilidade para os agentes de mercado e minimizando o risco de judicialização. Desde que as regras sejam precisas, críveis e coerentes, é possível adotar diferentes variantes desses limites dinâmicos em função das condições de mercado – sendo possível, por exemplo, introduzir tratamentos diferenciados por tecnologia ou a introdução de um limite de banda em função da fatia de mercado controlada por um agente (em que agentes com uma fatia maior do mercado devem obedecer a condições mais restritivas).

A Tabela 4 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *como se deve restringir o comportamento dos agentes, através de suas ofertas, para mitigar poder de mercado*? Discutimos, em particular, a imposição de limites superiores e inferiores para a oferta de preços, mas os mesmos princípios se aplicam a limites para outros parâmetros que possam ser ofertados, em linha com o que foi descrito na seção 5.3.

Tabela 4 – Comparativo de soluções para a mitigação de poder de mercado das ofertas

Critérios de avaliação	A. Alto grau de flexibilidade		B. Limites em função da tecnologia		C. Limites em função das condições de mercado	
Simplicidade nos parâmetros a definir		*Limites únicos para todas as ofertas*		*Bandas e preço de referência e por tecnologia*		*Construir regras de acionamento dos limites*
Facilidade de aceitação pelos agentes		*Mecanismo simples e direto*		*Buscar tratamento isonômico tanto quanto possível*		*Agentes podem contestar acionamentos*
Robustez a erros de estimativa de custos		*Agentes podem ofertar livremente*		*Pouco recurso caso haja erro do operador*		*Limitação voluntária de poder de mercado*
Combate ao poder de mercado		*Apenas monitor de mercado e competição*		*Proteção potencialmente mais alta*		*Suspeita de poder de mercado restringe bandas*

As alternativas identificadas seriam: (A) *permitir um alto grau de flexibilidade*, com limites simples (como um preço-teto e um preço-piso); (B) *limites em função da tecnologia,* a partir de *benchmarks*; ou (C) *limites em função das condições de mercado,* com flexibilidade maior em situações pouco propícias à manipulação de preços. A nossa análise indica que:

- No que diz respeito ao quesito Simplicidade nos Parâmetros a Definir, a alternativa A é preferível à alternativa B, já que requer limites simples, independentes de tecnologia. A alternativa C é a pior, sendo necessário definir também quando os limites serão acionados.
- No critério Facilidade de Aceitação pelos Agentes, a alternativa A leva vantagem, seguida da alternativa B, que pode ser contestada por tratamento preferencial a alguma tecnologia, e por último da C, especialmente se as regras não forem claras. Um desenho de mecanismo cuidadoso pode melhorar as alternativas B e C nesse quesito.
- Quanto à Robustez a Erros de Estimativa de Custos por parte do operador, a alternativa A é mais vantajosa. A alternativa B seria a pior: se os *benchmarks* calculados pelo operador estiverem equivocados, as ofertas não terão aderência à realidade operativa do sistema. A alternativa C fornece uma solução intermediária, dando alguma margem de manobra ao agente: caso os *benchmarks* estejam equivocados, mas sejam acionados somente sob certas circunstâncias, ele fará o que estiver a seu alcance para evitar que tais circunstâncias prevaleçam.
- O Combate ao Poder de Mercado será maior quanto mais se restringir a atuação dos ofertantes. Dessa forma, a alternativa B é a preferida, seguida das alternativas C e de A, nesta ordem.

5.5 Ofertas de renováveis e pelo lado da demanda

Nesta seção, tratamos de forma conjunta as ofertas do lado da demanda e as ofertas das renováveis intermitentes. Embora esses dois tipos de ofertantes tenham em geral características muito distintas, em algumas circunstâncias ambos podem passar a impressão de serem componentes essencialmente *inelásticas* do balanço oferta-demanda do sistema (isto é, não respondem ao preço de equilíbrio de curto prazo) e com elevado grau de *imprevisibilidade* (isto é, haverá sempre flutuações entre o valor previsto e o valor efetivamente observado). Dadas estas características, a questão que queremos analisar nesta seção é: *como devem ser tratados os geradores renováveis e consumidores em um modelo de formação de preços por ofertas*?

Existem essencialmente três alternativas para o tratamento desses dois tipos de oferta (resposta da demanda e energias renováveis intermitentes) em um mercado liberalizado: (i) permitir que estas tecnologias façam *ofertas de preços e quantidades*, (ii) permitir *ofertas somente de quantidades*, ou (iii) *impedi-las de fazerem ofertas* como um todo – sendo que, neste terceiro caso, o operador central ficaria responsável por fazer as previsões de demanda e geração em função do histórico, condições meteorológicas, e outras variáveis. Apesar dos paralelos traçados entre as renováveis e as demandas e da estrutura de argumentação análoga usada nesta seção, vale destacar que a estratégia de implementação pode ser distinta para esses dois grandes grupos – já que eles diferem no seu grau de "inelasticidade", variabilidade, possibilidade de exercício de poder de mercado, entre outros quesitos. Nota-se que a categoria de ofertantes pelo lado da demanda é altamente heterogênea, havendo uma subcategoria de participantes que não tem essas mesmas características de imprevisibilidade e elasticidade: em mercados europeus, por exemplo, há casos de demandas industriais que fazem ofertas complexas (com custos de

arranque). A discussão da presente seção não se aplica a esses agentes, já que uma participação mais ativa no mercado de ofertas poderia trazer benefícios palpáveis ao sistema.

Nota-se que, embora seja em geral desejável que todos os agentes contribuam com a submissão de ofertas preço-quantidade (como destacado na seção 4.7), a *imprevisibilidade* e *baixa elasticidade* das renováveis e das demandas tornam questionável em que medida é benéfico representar curvas preço-quantidade dessas duas fontes. Existe um argumento, portanto, de que permitir que tais agentes declarem suas disposições a pagar ou receber seria indesejável, considerando que seu nível de resposta a preço é em geral menor que o grau de incerteza das previsões e que tal flexibilidade poderia representar uma oportunidade para esses agentes de manipular os preços a seu favor, caso tenham poder de mercado. Uma estratégia mais restritiva impediria que demandas e/ou renováveis submetam ofertas e, em vez disso, responsabilizaria o operador do sistema pelas suas previsões de consumo ou produção – sob o argumento de evitar poder de mercado e/ou custos de transação. Quando a previsão é feita de forma centralizada, não é necessário a replicação de custos de previsão em diferentes agentes do mercado; e, além disso, pode-se esperar que haja uma maior *coerência* entre as previsões, capturando correlações positivas ou negativas entre a geração e/ou consumo de diferentes agentes de forma mais sistemática.

Apesar desses argumentos, vantagens significativas podem ser obtidas em uma implementação mais flexível, em que os agentes de demanda e renováveis intermitentes possam ofertar ao menos quantidades no mercado – mas não preços. Em primeiro lugar, é possível argumentar que produtores possuem mais informações a respeito de suas próprias centrais (e consumidores mais informações a respeito de suas próprias preferências) do que o operador central, de modo que estão em melhores condições de prever corretamente as condições operativas de uma usina ou o comportamento da demanda. Se estes têm a opção de declarar ao menos a quantidade demandada ou ofertada, o sistema fica menos suscetível a erros do operador. Admitindo que cada agente é responsável por uma parcela pequena do mercado e que os erros de previsão dos agentes são descorrelacionados, equívocos sistemáticos e simultâneos entre todos os agentes são improváveis – sugerindo que o mecanismo descentralizado pode ser mais robusto que as previsões centralizadas. Além disso, como mencionado na seção 3.4, permitir que renováveis ou demandas façam ofertas incentiva o desenvolvimento de metodologias de previsão mais precisas e robustas. Para que essa estratégia possa contribuir para aumentar a eficiência do sistema, entretanto, é importante que as previsões dos agentes possam influenciar as decisões do operador – um tema que será retomado na seção 7.5.

Além dos benefícios de se permitir que demandas e renováveis submetam quantidades, pode-se argumentar também a favor de potenciais ganhos de eficiência caso esses agentes possam também ofertar preços. Em primeiro lugar, não é correto dizer que consumidores sejam totalmente incapazes de responder ao preço e, como apresentado na seção 5.2, quanto mais elástica a demanda, menor o poder de geradores para manipular preços. Portanto, permitir que consumidores (ou seus representantes) realizem ofertas de quantidades e preços é uma forma de descobrir sua real elasticidade a preços e combater o poder de mercado dos geradores. Além disso, a maior flexibilidade oferecida aos consumidores pode ainda ajudar a promover o desenvolvimento da resposta da demanda e de recursos energéticos distribuídos – iniciativas que têm o potencial de trazer benefícios ainda maiores com o alívio de congestões no sistema e redução do consumo em horas de pico. Cabe ainda observar que, em princípio, um mecanismo de previsão centralizado também é capaz de tratar a demanda como sendo elástica – embora seja necessário recorrer a estimativas do operador sobre a capacidade de resposta.

Além de o operador em geral ter informação mais imprecisa do que o próprio proprietário da usina (ou do centro de demanda), em um mecanismo de previsões centralizadas, os erros do operador podem perdurar por mais tempo, não contando com mecanismos de mercado para a sua contestação.

Um argumento similar pode ser aplicado aos geradores renováveis intermitentes: dar maior liberdade para a oferta destes geradores não apenas pode aumentar a aderência da representação dessas usinas às suas reais circunstâncias operativas, como também fornece um correto sinal de preços para a adoção de tecnologias de flexibilidade operativa, tais como o armazenamento de energia e sistemas de inércia sintética. Quando os geradores renováveis são tratados como inflexíveis, por exemplo, é comum a ocorrência de preços negativos quando há excesso de geração no sistema, embora seja relativamente barato instalar equipamentos que permitam o "vertimento" do excesso de energia renovável para evitar preços negativos – e, da mesma forma que as ofertas elásticas pelo lado da demanda podem evitar altas extremas de preço, ofertas pelas renováveis podem ajudar a evitar essas quedas extremas, também indesejáveis. É importante destacar ainda que a possibilidade de submeter ofertas preço-quantidade é importante para que as próprias renováveis possam se proteger de eventuais preços negativos.

Cabe ainda observar que, embora a presente seção tenha tratado das ofertas de renováveis e ofertas pelo lado da demanda como um único tema, seria possível evidentemente adotar soluções diferentes para cada uma dessas duas categorias – visto que em alguma medida os impactos sistêmicos das suas ofertas são diferentes. A imposição de restrições à forma como renováveis e demandas podem participar do mercado pode ser interpretada ainda como limites às ofertas especialmente rígidos (como introduzido na seção 5.4). Por outro lado, cabe destacar que o tratamento *isonômico* de diferentes tipos de agentes é uma característica desejável de um modelo baseado em ofertas, visto que este paradigma minimiza barreiras para a atuação dos diferentes agentes e facilita que eventuais vieses sejam corrigidos mais rapidamente. Neste sentido, um possível argumento adicional em favor do mecanismo de ofertas mais flexíveis é que, como *outros* agentes de mercado podem submeter ofertas de preços e quantidades, agentes de demanda e renováveis deveriam também poder fazê-lo – afinal, como o principal objetivo dessas ofertas é a coleta de informações do mercado, não seria necessário atrelá-las a um ativo físico.

Cabe ainda observar que, caso a regra de mercado preveja a submissão de ofertas pelo lado da demanda (sejam de quantidade-preço ou de quantidade apenas), é importante estruturar também *quem ficará responsável* por elaborar as ofertas pelo lado do consumidor – um tema tratado na seção 4.7, destacando o papel da distribuidora e do mercado cativo. De uma forma geral, caso o consumidor não tenha interesse em submeter ofertas e previsões no mercado de curto prazo, é importante que algum *representante* assuma essa responsabilidade (por exemplo, uma distribuidora ou um comercializador varejista) e, implicitamente, também os lucros e prejuízos resultantes da sua estratégia de oferta – assim garantindo que todos os agentes participantes do mercado de curto prazo têm incentivos para fazer previsões tão precisas quanto possível. No modelo em que o operador assume a responsabilidade de fazer previsões no lugar de alguns agentes, não é possível *responsabilizar* nenhum outro agente por erros de previsão – e, portanto, não é possível garantir o alinhamento de incentivos para a submissão de todas as ofertas. Isto implica em potenciais desvios e sobrecustos para o sistema, já que a estratégia ótima dos agentes participantes do mercado pode ser *explorar os vieses* das previsões do operador no lugar de maximizar o alinhamento entre as ofertas submetidas e a realidade.

A Tabela 5 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta

seção: *como devem ser tratados os geradores renováveis e consumidores em um modelo de formação de preços por ofertas*? Como vimos, a motivação para um tratamento diferenciado para ambos é a baixa elasticidade e grande imprevisibilidade.

Tabela 5 – Comparativo de soluções para as ofertas do lado da demanda e renováveis

Critérios de avaliação	A. Nenhuma flexibilidade: previsão centralizada		B. Oferta apenas quantidade inelástica		C. Oferta quantidade-preço	
Redução de custos de transação		*Operador centraliza custos de previsão*		*Previsão descentralizada*		*Oferta mais complexa*
Incentivos à elasticidade e boas previsões		*Nenhum incentivo*		*Incentiva boas previsões*		*Incentiva boas previsões e resposta a preços*
Prevenção de preços extremos		*Quantidades inelásticas deixam preço mais volátil*		*Ofertas estratégicas podem mitigar ocorrência*		*Agentes têm mais flexibilidade*
Agnosticismo tecnológico		*Metodologia de previsão depende da tecnologia*		*Demanda e/ou renováveis com menos liberdade*		*Tratamento idêntico a outras tecnologias*

Existem essencialmente três macroestratégias para o tratamento desses agentes: (A) *previsão centralizada, sem nenhuma flexibilidade* para ofertas; (B) *permitir ofertas somente de quantidades inelásticas*, mas não de preços; ou (C) *permitir que estas tecnologias façam ofertas de preços e quantidades.*

- No quesito Redução de Custos de Transação, a alternativa A é a melhor, dado que não há replicação de custos. A alternativa B e a C vêm em seguida, nesta ordem, conforme a estimação de custos e quantidades se torna mais complexa.
- Para o critério Incentivos à Elasticidade e Boas Previsões, a alternativa C se destaca. A alternativa B vem em seguida, já que gera menos incentivos à elasticidade, enquanto a alternativa A é preterida.
- No que diz respeito à Prevenção de Preços Extremos, a alternativa C é preferível à alternativa B e esta, à A, dado que uma maior elasticidade da demanda evita preços muito elevados, enquanto uma maior elasticidade da oferta evita preços muito baixos – e mesmo negativos.
- A alternativa C é também a de maior Agnosticismo Tecnológico, com renováveis e consumidores sujeitos às mesmas regras para formação de ofertas que as demais tecnologias. Na alternativa B, eles podem ao menos realizar ofertas, enquanto a alternativa A é a que mais distancia estes agentes dos demais.

5.6 Tratamento das reservas

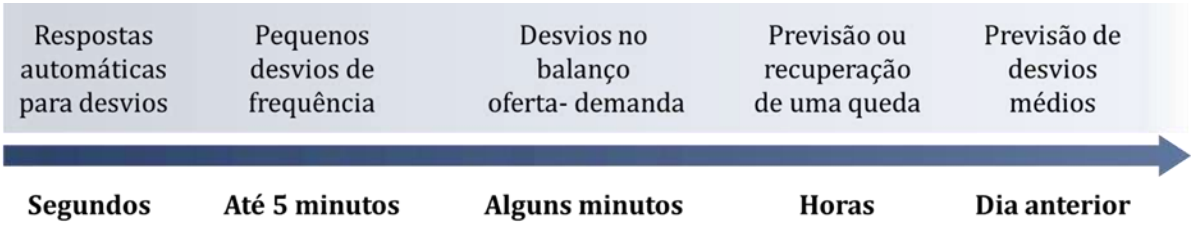
O escopo deste projeto de P&D está centrado nas ofertas para o mercado de energia. No entanto, outro tema relacionado a esta discussão que merece ao menos uma breve discussão qualitativa é a representação no formato das ofertas dos agentes do *produto reserva*, que representa um compromisso dos agentes em oferecer flexibilidade operativa para o sistema e que pode ser feita em conjunto com as ofertas para o mercado de energia (processo de cootimização). Hoje em dia, a representação das reservas no mercado elétrico brasileiro segue uma lógica simplificada, em que as hidrelétricas concentram a responsabilidade por prestar esse serviço – eventuais refinamentos da representação e precificação das

reservas no Brasil devem ser parte de iniciativas como a modernização do setor elétrico brasileiro (como destacado na seção 4.2) – e, embora uma discussão detalhada deste aspecto do desenho de mecanismo esteja fora do escopo do presente projeto de P&D, é interessante ressaltar alguns elementos da interação entre o mecanismo por ofertas e o mercado de reserva.

Diferente da maioria dos mercados estudados pela teoria microeconômica, onde é possível manter estoques distribuídos do produto, as redes elétricas são muito sensíveis a flutuações e instabilidades – o que pode provocar interrupções no fornecimento de energia. Dessa forma, é importante garantir que a oferta e a demanda estejam equilibradas a todo momento, o que por sua vez requer a aquisição de alguma quantidade de capacidade excedente para proteção contra a inadequação do fornecimento. Com a crescente participação de energias renováveis, este tópico vem ganhando ainda mais importância, à medida que a variabilidade das fontes de geração intermitente combinada com a incerteza da demanda pode aumentar a necessidade de robustez do sistema. Assim, com a finalidade de garantir a confiabilidade e a segurança de suprimento, é muito comum que sejam instaurados produtos de reserva – ou requisitos de flexibilidade.

Os requisitos de flexibilidade, chamados também de serviços ancilares, podem ser traduzidos em diversos produtos de acordo com o tipo de serviço provido e com o tempo de resposta necessário para o seu acionamento. Os vários produtos, ao mesmo tempo que introduzem maior complexidade, aumentam a robustez do sistema. Em particular, a definição de diferentes escalas de tempo é importante para que seja possível acomodar desde respostas praticamente *instantâneas* face a perturbações na rede até reações mais lentas, porém ainda importantes para reestabelecer o estado estacionário do suprimento de energia. A figura abaixo ilustra alguns tipos de produto, de acordo com o tempo de resposta. Na prática, diferentes mercados definem estes produtos de forma ligeiramente diferente (e deve-se ponderar o equilíbrio ideal dadas as condições físicas de cada sistema), embora a estrutura básica seja geralmente bastante similar em todos eles. Como a regulamentação da provisão de cada um desses serviços depende de cada país, vale observar que, em alguns mercados, alguns dos tipos de produto representados esquematicamente na Figura 4 podem sequer estar definidos. É possível ainda ter mais de um tipo de produto por categoria, agrupar algumas escalas de tempo, ou outros ajustes.

Figura 4 – Visão esquemática das escalas de tempo relevantes para reservas



Ao fornecer um serviço de reserva, o gerador está se abstendo de gerar no limite da sua capacidade, pois está separando parte dessa capacidade para fornecer o serviço oferecido. Isso implica em um custo de oportunidade para o gerador, que poderia estar sendo remunerado no mercado de energia. Consequentemente, é razoável defender que a provisão de serviços de reserva deva ser adequadamente remunerada, levando em conta os custos de oportunidade associados à indisponibilidade para provisão do serviço energia. Quando o mercado de curto prazo é responsável por *co-otimizar* tanto o despacho de energia como a alocação de reservas, é possível aplicar um mecanismo *baseado em ofertas* para que os agentes submetam não apenas os seus custos reais incorridos em caso de operação para produção de

energia, como também os seus custos esperados por prover o produto reserva (tais como maior custo de infraestrutura ou desgaste de equipamentos devido ao acionamento rápido). Este tipo de mecanismo contrasta com uma alternativa *baseada em custos* para o produto reserva, em que a "ordem de mérito" dos geradores capazes de prover reserva para o sistema é definida *ex ante* pelo operador, com base em custos auditados. O contraste entre a abordagem baseada em preços e baseada em custos para o produto reserva é análogo à análise apresentada no capítulo 3 para o produto energia: as características básicas, vantagens e desvantagens conceituais são as mesmas.

No contexto brasileiro atual, entretanto, não há a precificação em tempo real do produto reserva, de modo que a própria discussão de se adotar uma implementação baseada em custos ou baseada em ofertas para o produto reserva estaria mais distante no horizonte. De acordo com a regulamentação atual da Aneel, o controle primário de frequência (flexibilidade de mais curto prazo) é obrigatório para todas as usinas do sistema e não é remunerado explicitamente, enquanto todos os demais serviços de reserva são remunerados a um valor regulado. Mecanismos envolvendo a precificação em tempo real do produto reserva, em contraste, permitem a competição entre tecnologias para provisão desse serviço, criando incentivos para possivelmente provocar uma redução no custo operativo do sistema sem afetar a qualidade do fornecimento de energia. Dadas essas circunstâncias, não foi contemplado no presente projeto de pesquisa um detalhamento de um mecanismo baseado em ofertas para o mercado de curto prazo que contemplasse também o produto reserva – embora este seja um tema que pode ser revisitado no futuro.

6 ESTRATÉGIAS PARA O PAPEL DOS RESERVATÓRIOS

6.1 Introdução

Nos capítulos 5 a 7 do presente relatório, tratamos de alternativas estratégicas de desenho para algumas características básicas do modelo baseado em ofertas – ainda sem fazer uma recomendação concreta de que alternativa deveria ser adotada pelo Brasil (o que será tema de relatório posterior deste mesmo projeto de P&D). Embora um modelo de formação de preços por oferta deva necessariamente obedecer a alguns requisitos mínimos para que seja consistente (como explorado nos capítulos 3 e 4), para alguns elementos de desenho existe alguma variedade de implementações possíveis que podem levar a um mercado eficiente. Com isto, o objetivo desses três capítulos é aprofundar a discussão sobre alguns desses elementos de desenho, identificando os prós e contras de diferentes alternativas estratégicas com a aplicação da metodologia (subjetiva) de *Harvey balls* introduzida no Anexo 2 (capítulo 11) às análises apresentadas nas seções 5.3 a 5.5, 6.3 a 6.5 e 7.3 a 7.5.

Este capítulo 6, em particular, trata de elementos de desenho associados ao papel dos reservatórios hidrelétricos em um modelo baseado em ofertas, levando em conta o protagonismo que os reservatórios têm para a garantia da segurança de suprimento no Brasil e o papel de destaque que eles tiveram em propostas de formulações anteriores de um mecanismo baseado em ofertas aplicável ao país (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a). A seção 6.2 apresenta uma descrição esquemática do problema-chave que é objeto das escolhas de desenho apresentadas neste capítulo, seguida de uma breve descrição de práticas internacionais e propostas levantadas para o Brasil. A seção 6.3 discute possíveis implementações nas quais os reservatórios hidrelétricos passam a ser bens privados sob o total controle das próprias usinas hidrelétricas (e operados de modo a maximizar o lucro destas); enquanto a seção 6.4 trata de possíveis implementações em que agentes podem influenciar a operação de outras hidrelétricas por meio da comercialização de "reservatórios virtuais". A seção 6.5 trata da possibilidade de se tratar a contabilização dos reservatórios virtuais de forma mais agregada ou mais desagregada. Finalmente, a seção 6.6 discute algumas características desejáveis para o mecanismo responsável por ajustar as posições dos agentes nos reservatórios virtuais para que se mantenham compatíveis com o armazenamento físico ao longo do tempo (e que poderão ser desenvolvidas em mais detalhe em etapas posteriores do presente projeto de pesquisa).

6.2 Oferta de preços em reservatórios "isolados": antecedentes

Exemplo com reservatórios isolados: intertemporalidade das ofertas

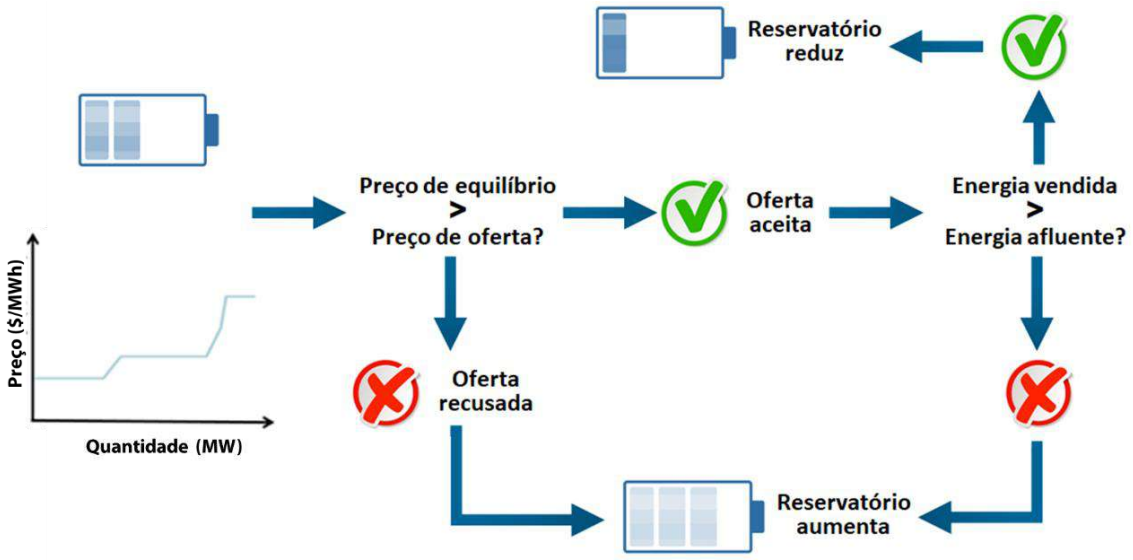
O principal elemento que distingue os modelos de oferta de preços tratados neste capítulo daqueles discutidos no capítulo 5 é a existência de um *reservatório* (físico) que permite a transferência intertemporal da energia, isto é, entre períodos sucessivos. O mesmo paradigma se aplica mesmo que exista mais de um reservatório envolvido, desde que eles não estejam conectados com outros reservatórios em uma mesma "cascata" (tema que será abordado na seção 6.3). É interessante notar que, diferentemente dos demais agentes, que em geral têm uma curva de oferta determinada por um custo operativo exógeno, a curva de oferta das hidrelétricas está intimamente relacionada ao custo de oportunidade da água armazenada no reservatório (ou valor da água). Isso se deve ao fato de que a operação hidrelétrica é acoplada ao tempo, em contraste com as demais tecnologias – ou seja, a precificação e a operação anteriores das hidrelétricas impactam os custos operativos de hoje, assim como

as de hoje impactam os custos operativos futuros (LINO, 2001; STEEGER; BARROSO; REBENNACK, 2014).

A presença de um reservatório físico não traz grandes empecilhos à descentralização da tomada de decisão por meio de um mecanismo de oferta de preços, ao menos de um ponto de vista conceitual – o reservatório em si é um ativo físico que pode estar sujeito à propriedade privada dos agentes. Portanto, da mesma forma que na oferta de preços "simples" (modelo apresentado no capítulo 5) cada agente pode ser proprietário de ativos de geração e tem direito aos lucros resultantes da operação da sua usina, o mesmo pode acontecer com os reservatórios hidrelétricos. Nesse tipo de mecanismo, cada agente privado é responsável pela gestão do seu próprio reservatório, tendo direito aos lucros caso o opere de forma eficiente (isto é, comprando energia em horas em que ela é mais barata e vendendo-a em horas em que ela é mais cara) e devendo arcar com os prejuízos caso a operação do reservatório mostre-se ineficiente (por exemplo, caso a energia termine por ser vendida a um preço mais baixo do que foi comprada, ou ainda caso haja vertimento de parte da energia armazenada). Evidentemente, os agentes buscarão maximizar os seus lucros, de modo que eventos em que têm prejuízo devem ser relativamente raros – em geral ocorrendo quando estes adotarem uma estratégia mais arriscada, com potencial para lucros elevados.

Da mesma forma que no caso do modelo clássico para sistemas puramente térmicos, e como demonstrado em (LINO, 2001) esse mecanismo baseado em ofertas pode resultar em uma operação *eficiente* do sistema ao longo de múltiplos períodos de tempo – equivalente à operação que seria alcançada com a minimização de custos por um operador que tenha informação perfeita, como discutido no capítulo 3. Para isto, entretanto, é necessário assumir *ausência de poder de mercado* por parte dos agentes proprietários dos reservatórios físicos. Consequentemente, de modo a garantir que o mercado opere de forma competitiva um sistema de reservatórios isolados e se aproxime da operação ideal, é desejável que a propriedade privada dos reservatórios do sistema esteja pulverizada entre um grande número de agentes que possam competir entre si – ou, no mínimo, que sejam reduzidas as barreiras de entrada a novos agentes no mercado de reservatórios. Com estas medidas, garante-se que o mercado de *transferências intertemporais de energia* será competitivo, de modo que o mecanismo de ofertas levará a uma alocação eficiente dos recursos.

Figura 5 – Visualização esquemática das ofertas envolvendo reservatório



A Figura 5 apresenta um resumo ilustrativo do funcionamento base do mecanismo baseado em ofertas de reservatórios. Nota-se que o diagrama representa explicitamente o papel da energia natural afluente, que tende a aumentar o nível dos reservatórios hidrelétricos – em contraste, outras tecnologias de armazenamento, como as baterias, exigem que o agente faça a escolha de comprar energia complementar sempre que quiser aumentar o armazenamento do seu reservatório físico. Neste exemplo simplificado, o agente privado tem acesso ao reservatório e ao "direito" de utilizar a água afluente para geração hidrelétrica. O "preço de equilíbrio" do sistema se refere ao preço alcançado considerando apenas as ofertas intra-período (seguindo os princípios do capítulo 5): nota-se que quando o agente faz uma oferta para venda da sua energia armazenada a um preço *mais caro* do que esse preço de equilíbrio de mercado, a oferta é recusada e ele mantém a totalidade da sua energia armazenada para o período seguinte (mais a energia afluente). Em contraste, quando o preço de equilíbrio é maior que o preço de oferta, o agente prefere gerar do que armazenar, e a sua oferta é aceita – seguindo os princípios base do mecanismo baseado em ofertas.

Estes princípios são fundamentais para que haja equivalência entre a operação centralizada dos reservatórios (baseada em custos) e a operação baseada em ofertas (em que os agentes individuais buscam maximizar o seu lucro), como mostrado em (LINO, P., 2001). Para garantir sua maximização de lucros, a estratégia ótima da hidroelétrica é transferir água dos períodos que ela vale menos (menor preço de mercado) para os que ela vale mais (maior preço de mercado). Caso os preços estejam calculados corretamente, esta estratégia ótima coincide com a transferência de água dos períodos úmidos para os períodos secos que resulta da operação centralizada baseada em custos.

Exemplo de compartilhamento de reservatórios isolados

Introduzimos nesta seção a possibilidade de *compartilhamento* dos reservatórios hidrelétricos – uma possibilidade associada a modelos de *reservatório virtual* (BARROSO et al., 2012). Este tipo de mecanismo visa a aumentar a eficiência do mecanismo baseado em ofertas, ao permitir uma melhor gestão dos riscos hidrológicos e de mercado para os agentes envolvidos e ainda possibilitar o aumento do número de ofertantes competindo no mercado de ofertas hidrelétricas – os diferentes prós e contras desse tipo de mecanismo serão tratados em mais detalhe na seção 6.4. O objetivo desta seção é apenas introduzir o mecanismo, usando o exemplo mais simples possível, com dois reservatórios.

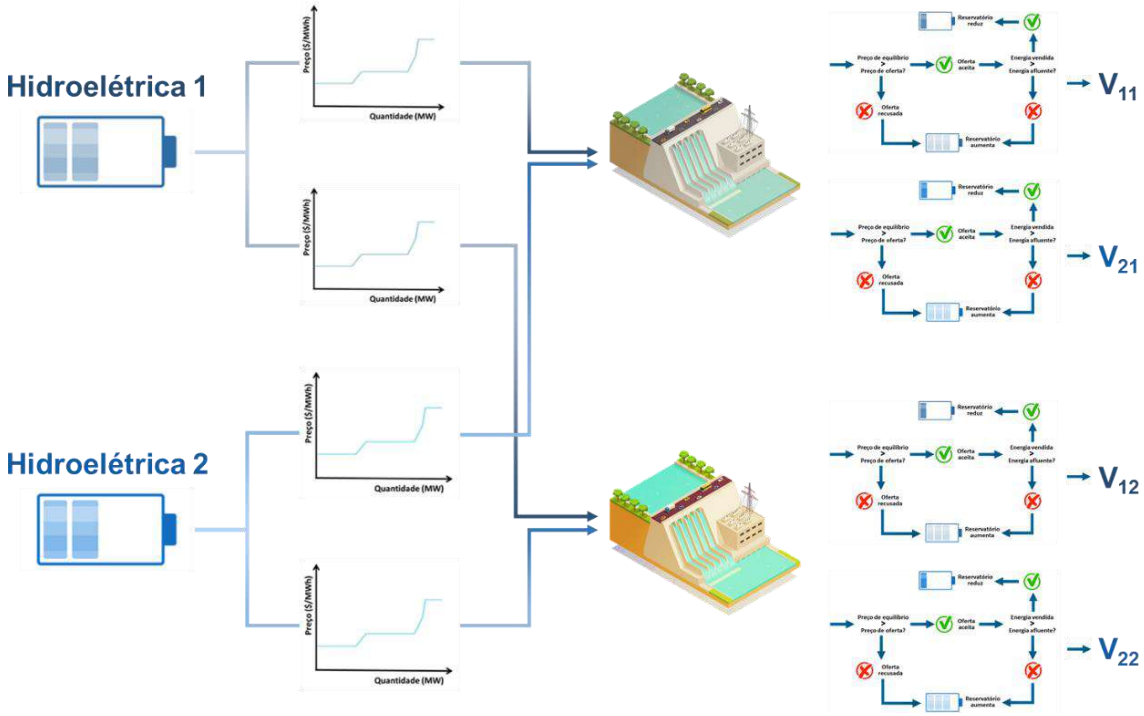
Neste tipo de modelo de compartilhamento, se implementado, é permitido que ambos agentes façam ofertas de preço para cada um dos reservatórios do sistema. Nesse caso, o gerador hidrelétrico mantém a propriedade privada da sua energia afluente e da sua turbina (conversora água-energia), mas "cede" parte do seu reservatório para o uso de outros agentes (com as devidas ressalvas apresentadas na seção 4.8) – e, em troca, tem acesso similar ao reservatório de outras hidrelétricas.

É interessante ressaltar que, se os reservatórios tivessem todos exatamente as *mesmas características*, não haveria diferença entre o agente 1 ter energia armazenada no reservatório 1 ou no reservatório 2 – de maneira que seria possível simplificar o problema para o caso em que cada agente só oferta pelo seu próprio reservatório (como apresentado no exemplo anterior). No entanto, na prática, os reservatórios físicos diferem em uma série de fatores, tais como a distribuição de probabilidades de afluências, a região em que o reservatório se localiza (implicando diferentes dinâmicas de afluência e preço local), e características técnicas das usinas. Essas diferenças fazem com que os agentes não sejam *indiferentes* entre o mecanismo com compartilhamento ou sem compartilhamento – e, em geral, devido aos

potenciais ganhos por efeito portfólio, participantes do mercado podem preferir o mecanismo compartilhado (caso não tenham poder de mercado e/ou sejam avessos ao risco).

De maneira similar à Figura 5, a Figura 6 ilustra o funcionamento base do mecanismo de oferta de preços envolvendo *dois* reservatórios com implementação de um mecanismo de acesso compartilhado. Além dos elementos de intertemporalidade já apresentados na Figura 5, neste exemplo simplificado o agente privado tem acesso a ambos os reservatórios e ao "direito" de utilizar a energia afluente para a geração hidrelétrica. A cada período, o sistema registra a informação do quanto cada agente i (1 ou 2) possui da energia total armazenada no reservatório do agente j (1 ou 2), e recebe ofertas de compra ou venda de cada um dos dois agentes para cada um dos dois reservatórios. Há portanto quatro volumes que são registrados a cada período, representados pela expressão V_{ij} (volume de propriedade do agente i no reservatório do agente j), sendo que o armazenamento *físico* na usina j deve corresponder à soma $V_{1j} + V_{2j}$.

Figura 6 - Visualização esquemática das ofertas envolvendo mais de um reservatório



Mais uma vez, o "preço de equilíbrio" do sistema se refere ao preço alcançado considerando apenas as ofertas intra-período (seguindo os princípios do capítulo 5); e as ofertas de venda dos reservatórios são aceitas quando o preço da oferta for mais baixo que o preço de equilíbrio. Neste caso, entretanto, existe uma sutileza adicional, que é a possibilidade de transferência *entre* os dois potenciais proprietários: por exemplo, quando o agente 1 faz uma oferta de 20 R$/MWh associada à sua própria usina 1 mas o preço de equilíbrio é de 10 R$/MWh, usualmente a oferta do agente 1 seria recusada pelo sistema. Porém, caso o agente 2 tenha submetido uma oferta de 25 R$/MWh associada à usina 1, é economicamente atrativo que haja uma *transferência de armazenamento* "contábil" de V_{11} para V_{21} (ainda que fisicamente o volume total armazenado na usina 1 permaneça o mesmo). Denomina-se *reservatório virtual*, portanto, esse conjunto de "contas" de direitos de energia provenientes de um ou mais reservatórios, onde a soma dos direitos atribuídos a cada agente individual corresponde à quantidade armazenada em determinado reservatório físico.

Embora a introdução de um mecanismo de compartilhamento seja mais complexa que alternativas de "acesso exclusivo" aos reservatórios por agentes individuais, as externalidades positivas deste tipo de mecanismo – além da sua compatibilidade com práticas atuais do mercado elétrico brasileiro – podem tornar este mecanismo uma alternativa atraente. É interessante destacar ainda que o mecanismo de compartilhamento pode tanto ser implementado de forma integralmente *voluntária* pelos agentes hidrelétricos como pode ser introduzido explicitamente, de forma mandatória, como parte do desenho do Mecanismo de Realocação de Energia no mercado brasileiro (que, como descrito na subseção seguinte, é uma forma de implementar o conceito de compartilhamento de reservatórios). No mecanismo voluntário, apenas os agentes que desejarem participar do mecanismo o farão, de forma similar ao que ocorre hoje com pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), que podem escolher não participar do MRE caso prefiram ter propriedade exclusiva sobre a sua usina e o seu reservatório (abrindo mão da oportunidade de compartilhamento de riscos).

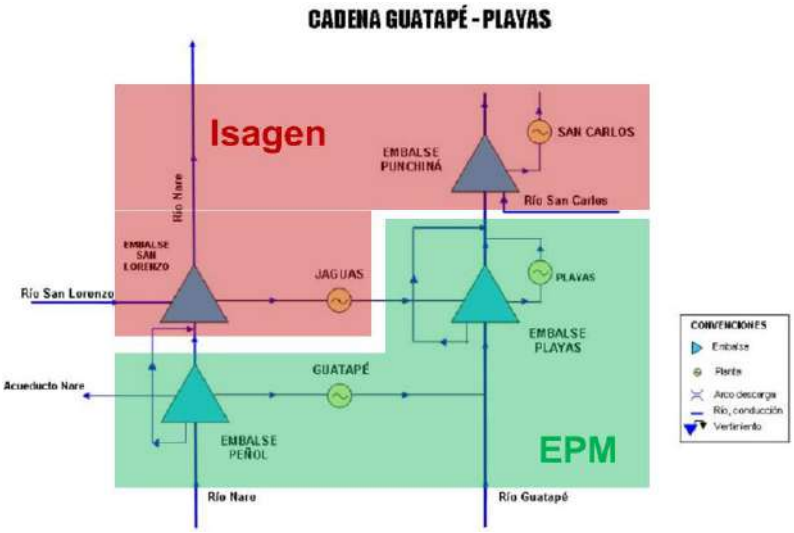
Embora o exemplo esquemático acima não tenha envolvido explicitamente *cascatas* hidrelétricas (tema da seção 6.3), nota-se que o *compartilhamento* dos reservatórios implica que os agentes ofertantes no mercado terão interesse no *conjunto* de hidrelétricas de uma mesma cascata, de modo que este mecanismo pode ser uma solução para o problema das externalidades das usinas em cascata (embora não seja a única). Caso seja implementado um modelo deste tipo baseado em reservatórios virtuais, é necessário ainda a definição de uma série de elementos de desenho adicionais – que serão discutidos nas seções 6.4 a 6.6 deste capítulo.

Exemplos de tratamentos para ofertas hidrelétricas em mercados internacionais

O exemplo com dois reservatórios apresentado acima destaca a possibilidade de duas hidrelétricas poderem ter acesso ao reservatório uma da outra (uma categoria de mecanismo explorada em mais detalhe na seção 6.4) – e é interessante analisar alguns exemplos de experiências internacionais envolvendo acordos deste tipo, de grande aplicabilidade para a realidade brasileira. Embora este tipo de implementação de acesso compartilhado não seja *universal*, havendo uma série de países que adotam modelos baseados em ofertas nos quais as hidrelétricas operam fisicamente o seu próprio reservatório sem nenhum tipo de mecanismo de compartilhamento "oficial" (uma alternativa que será explorada em mais detalhe na seção 6.3), há uma série de estudos de caso interessantes (BARROSO et al., 2012).

A Figura 7 ilustra como duas das principais empresas geradoras da Colômbia (um país onde a hidroeletricidade corresponde a 65% da capacidade instalada) repartem os direitos de propriedade dentro de uma mesma cascata. Visto que a regra colombiana não prevê nenhum tratamento especial para ofertantes em cascata, essas duas geradoras devem submeter ofertas para suas centrais hidrelétricas no mercado de curto prazo colombiano de forma independente, e negociam bilateralmente para acomodar as externalidades da sua operação. Na prática, do ponto de vista do operador as diferentes empresas submetem ofertas *independentes* (sendo todo o processo de negociação implícito e independente do modelo de mercado). Embora este tipo de arranjo possa funcionar bem quando há poucas *fricções* para a negociação bilateral entre as companhias geradoras, a possibilidade de conflitos envolvendo a gestão da água na cascata em uma situação como essa, em que há externalidades significativas envolvidas, é uma preocupação – como será discutido na seção 6.3.

Figura 7 – Visão esquemática dos direitos de propriedade das usinas na cascata Guatapé-Playas (Colômbia)



Outro exemplo de mecanismo de gestão compartilhada é o adotado na operação das usinas na cascata do rio Columbia, no noroeste dos Estados Unidos (KETCHUM; BARROSO, 2006). A maior parte da potência instalada na cascata pertence a duas entidades federais do governo dos EUA: o Bureau of Reclamation e a U.S. Army Corps of Engineers, que, em conjunto com uma terceira entidade federal, a Bonneville Power Administration (BPA), formam a colaboração conhecida como FCRPS (Federal Columbia River Power System). A FCRPS oferece como um produto a alguns de seus clientes o chamado *slice*, que de fato corresponde a uma "fatia" do sistema hidrelétrico sob o controle da FCRPS que é cedida ao agente comprador (EWEB, 2013). Os compradores deste produto (em geral distribuidoras atendendo a municípios na região) passam a ter com isso acesso a uma parcela da geração do sistema, além de terem a flexibilidade de escolher o perfil da energia entregue – mas permitindo que a FCRPS otimize a alocação dessa produção entre as usinas do seu portfólio, assim garantindo a máxima eficiência do uso de água na cascata. Em comparação com contratos *físicos*, que atrelam a energia contratual à produção física das usinas comprometidas, esse tipo de acordo permite um grau de flexibilidade substancialmente maior, ampliando a eficiência do sistema. Além disso, como o comprador tem a possibilidade de alocar a sua demanda contratada ao longo de determinado período (dentro dos termos do contrato de *slice*), pode-se interpretar essa flexibilidade como um acesso a um "reservatório virtual" que permite a realização desse procedimento.

É interessante destacar ainda que, embora as usinas federais controlem grande parte da cascata, existe também no mesmo rio uma série de outras usinas menores (de propriedade de agentes privados ou governos municipais e estaduais) – particularmente na região denominada "mid-Columbia" ou midC, entre as usinas federais de Chief Joseph e McNary (vide Figura 8). A otimização coordenada da cascata envolvendo esse conjunto de agentes é governada pelo acordo operativo Pacific Northwest Coordination Agreement, que determina contrapartidas para diferentes ações que podem ser tomadas pelos agentes, para que seja possível corrigir as externalidades e buscar a operação ótima da cascata de uma forma que respeite as escolhas dos agentes individuais e o atingimento dos seus compromissos contratuais.

Figura 8 – Visão esquemática das hidrelétricas federais localizadas no rio Columbia, com o trecho midC destacado (EUA)



Um terceiro exemplo de gestão compartilhada é a operação da usina de Salto Grande, localizada na fronteira entre a Argentina e o Uruguai (cada um dos dois países sendo proprietário de 50% da usina). O acordo que se chegou entre os dois países para a operação da hidrelétrica foi que cada um deles tem direito a tomar decisões independentes sobre o que ocorre com a "sua" metade da usina – o que quer dizer que cada país tem direito de gerar até metade da potência instalada total da usina e usar até metade da capacidade de armazenamento dos reservatórios. A operação da usina física é, portanto, resultado da soma de duas decisões operativas "virtuais" (para cada país proprietário); e existem procedimentos adicionais que permitam que um país efetivamente "alugue" parte da capacidade de geração ou parte do reservatório do outro país que não esteja em operação (garantido assim máxima eficiência no uso dos ativos físicos).

Finalmente, cabe mencionar o próprio Mecanismo de Realocação de Energia vigente no Brasil hoje (vide seção 4.8) como um exemplo de gestão compartilhada dos reservatórios hidrelétricos. Embora o Brasil não permita que os agentes hidrelétricos façam ofertas livremente (sendo as decisões tomadas de forma centralizada dado o modelo brasileiro baseado em custos), pode-se traçar um paralelo entre os princípios básicos do MRE e de aplicações internacionais de compartilhamento de reservatórios. Ao menos no que diz respeito aos seus fundamentos, o MRE opera como um mecanismo de *compartilhamento de risco* entre geradores hidrelétricos, podendo, em princípio, contribuir para a operação eficiente da cascata como um todo. Essa proximidade entre o MRE brasileiro e os mecanismos de compartilhamento baseados em ofertas motivou a proposta elaborada no passado para a implementação de mecanismo deste tipo no Brasil (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a), e descrita a seguir.

A proposta do Comitê de Revitalização de 2002 e desenvolvimentos posteriores

Como introduzido na seção 5.2, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico formado no Brasil em 2002 (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a) representa uma referência pioneira e um exercício importante de proposta de implementação de mecanismo baseado em ofertas para o Brasil. A proposta do Comitê incluía um mecanismo para as usinas hidrelétricas envolvendo *reservatórios virtuais*

(seguindo os princípios fundamentais detalhados na seção 6.4), preservando o MRE e com as seguintes características:

- Cada agente tem uma "conta" de direitos de energia (MWh)[22].
- A soma dos "saldos" das contas dos agentes é igual à energia armazenada física do sistema.
- A cada período, as contas são atualizadas com "depósitos" de energia afluente, proporcionais aos certificados de garantia física de cada agente (a soma dos depósitos é igual à energia afluente física). Isto equivale a alocar os direitos do MRE (MWh) *antes* da energia ser produzida, como faz o MRE atual, (e, portanto, respeita os direitos do MRE).
- Os agentes hidrelétricos fazem ofertas de preço (R$/MWh) e quantidade (MWh) ao mercado atacadista, limitado ao saldo das respectivas contas. Com isso, riscos passam a ser assumidos individualmente – ou seja, cada agente é responsável por gerir o próprio risco.
- A CCEE cria curvas de disposição a produzir e a consumir, colocando as ofertas em ordem de mérito (incluindo ofertas das hidrelétricas, agentes térmicos e demandas). O cruzamento das curvas determina o preço de curto prazo e a produção de cada agente.
- Há então uma etapa de conciliação em que as diferenças entre a energia armazenada contábil (contas de direitos de energia) e física (medição dos volumes dos reservatórios) são alocadas entre os agentes de forma proporcional. A seção 6.6 explora as implicações dessa escolha de desenho sobre os incentivos dos agentes.

A proposta de funcionamento base deste mecanismo possui elementos relativamente sofisticados, envolvendo a repartição entre as hidrelétricas brasileiras dos *direitos de uso do reservatório*. Tal mecanismo, inspirado nos mecanismos internacionais de *slicing* de cascatas, foi adaptado à realidade brasileira – em particular tendo sido construído para que fosse compatível com o MRE (vide seção 4.8), que propõe a formação de um condomínio entre as hidrelétricas para o compartilhamento de riscos e que também demanda a repartição entre as hidrelétricas brasileiras da *produção* total do sistema

Esta proposta foi, em 2002, amplamente discutida com os agentes de mercado do Brasil em inúmeros grupos de trabalho e culminou com o desenvolvimento de um modelo de simulação *agent-based* da mesma, onde exercícios sobre eficiência e poder de mercado foram realizados, impactos quantificados e estratégias regulatórias desenhadas (BARROSO et al., 2003). Em 2017, no âmbito da Consulta Pública 33, o Ministério de Minas e Energia acenou, em documento público[23] de perguntas e respostas dos agentes sobre a implementação de ofertas de preços no Brasil, que esta proposta de 2002 seria a referência.

Em artigos mais recentes, (NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019) apresentam uma formulação alternativa para o mecanismo, chamando a atenção para o aspecto fundamentalmente *financeiro* dos reservatórios virtuais, o que permitiria que a possibilidade de compra de cotas de reservatório virtual fosse estendida a qualquer agente de mercado, não necessariamente participante do MRE (inclusive aqueles que não possuem ativos de geração, como comercializadoras e consumidores). Embora essa já fosse uma

[22] Nota-se que converter os volumes físicos de água em energia exige algumas premissas com respeito ao fator de produção das usinas. Isto não é um obstáculo à implementação do mecanismo, mas precisa ser levado em conta no desenho de mecanismo de modo a garantir incentivos coerentes. Este tema será explorado na seção 6.6.

[23] http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=cf0a3321-474f-219f-2e7b-628d2ef50f04&groupId=36131

possibilidade discutida pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em 2002, este tratamento chama a atenção para o fato de que flexibilizar a possibilidade de submeter ofertas por reservatórios virtuais é um elemento de desenho a ser definido – e que agentes não-hidrelétricos podem beneficiar-se desse tipo de transação.

6.3 Soluções para o problema das externalidades nas cascatas

A existência de hidrelétricas localizadas em um mesmo rio, ou "em cascata", representa um desafio à criação de mecanismos robustos baseados em ofertas com grande participação hidrelétrica. Isto porque, quando há a presença de usinas pertencentes a uma mesma cascata, o turbinamento e vertimento de uma usina (suas decisões individuais) disponibiliza mais água para usinas a jusante e se tornam recursos para esta. Com isto, a tomada de decisão da hidrelétrica a montante implica uma *externalidade* na hidrelétrica a jusante. Caso a usina a montante não leve em consideração na sua tomada de decisão como suas escolhas operativas influenciam a produção de energia das usinas a jusante, o equilíbrio do mercado de ofertas pode levar a uma decisão subótima para a operação do sistema mesmo para geradores que não têm a capacidade de exercer poder de mercado, como demonstrado em (LINO et al., 2003; LINO, 2001). A implementação de mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios (como introduzido na seção 6.2), que poderia ajudar a combater este problema, não é universal em mercados elétricos internacionais baseados em ofertas – de modo que é interessante investigar também outras alternativas possíveis para combater este problema. Portanto, nesta seção, exploramos *que alternativas estratégicas podem ser adotadas para solucionar o problema das externalidades das usinas em cascata, em um modelo baseado em ofertas.*

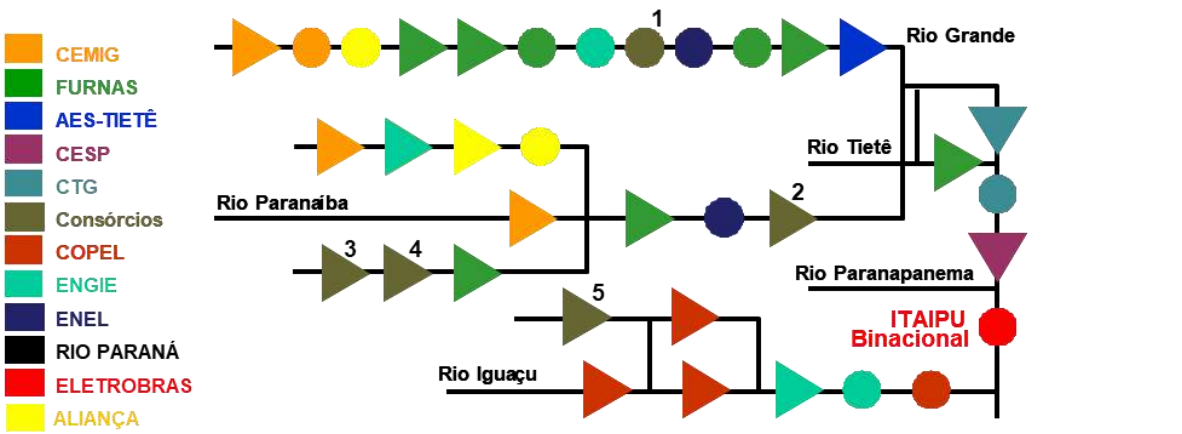
Talvez a classe de mecanismos mais disseminada internacionalmente para o tratamento de hidrelétricas em mercados baseados em ofertas seja o tratamento de cada reservatório físico como *propriedade privada* dos agentes hidrelétricos que os controlam. Isto é, cada agente é o único responsável por gerir o seu próprio reservatório, de modo que, se ele optar por esvaziar completamente o seu reservatório (ficando à mercê de novas afluências e secas), se enchê-lo demais a ponto de verter energia armazenada, ou falhar em respeitar limites ambientais (sendo devidamente penalizado pelas autoridades competentes como consequência), essas ocorrências são de exclusiva responsabilidade do agente, não havendo a necessidade de nenhum envolvimento do operador do sistema. Como introduzido na seção 3.1, quando um mercado é composto unicamente de reservatórios hidrelétricos isolados, é possível convergir para a operação de mínimo custo quando os agentes não têm poder de mercado, como demonstrado em (LINO, 2001). Como o agente captura todos os lucros e prejuízos associados à sua própria gestão do reservatório, ele tem incentivos para modelar com precisão os diferentes elementos que contribuem para a maximização do seu lucro – inclusive a representação de custos de oportunidade do armazenamento, não-linearidades na sua função de produção (conversão água-energia), risco de vertimento e risco de violação de limites ambientais. Desde que não haja uma concentração excessiva da propriedade das hidrelétricas com reservatório, o que poderia levar a algum exercício de poder de mercado, a estratégia de maximização do lucro individual levará a um uso mais eficiente da água armazenada nos reservatórios. Esse ganho de eficiência pode se manifestar por um aumento na produtividade (capacidade de extrair mais eletricidade para um mesmo nível de turbinamento), melhor alocação da geração entre as horas do dia, ou melhor valoração do custo de oportunidade da água armazenada na otimização intertemporal.

Este resultado de eficiência do mercado baseado em ofertas, entretanto, é colocado em dúvida quando há usinas hidrelétricas em cascata, como demonstrado em (LINO et al., 2003; LINO, 2001). Uma forma simples de solucionar este desafio é garantir que todas as hidrelétricas de determinada cascata pertencem à *mesma empresa* – assim, não haverá problema de externalidade, visto que a empresa proprietária tem por objetivo maximizar o lucro do parque gerador como um todo. Este é um dos mecanismos mais comuns através dos quais países de matriz de geração majoritariamente hidrelétrica (como Colômbia, Argentina, Nova Zelândia, Espanha, Portugal, Suíça e Noruega) podem implementar um modelo baseado em ofertas sem nenhum tipo de tratamento especial para hidrelétricas em cascata.

Entretanto, a propriedade em comum não cobre todos os casos: como apresentado na seção 6.2, na Colômbia há casos de geradores em uma mesma cascata que submetem ofertas independentemente. Para que um arranjo de mercado de ofertas com este tipo de estrutura seja eficiente, mesmo com as externalidades da operação em cascata destacadas, é necessário invocar o teorema de Coase (COASE, 1960). Este teorema, bem conhecido na literatura econômica, argumenta que os agentes terão incentivo para entrar em *acordos bilaterais* para aumentar a eficiência da sua operação conjunta. Por exemplo, um arranjo comercial em que o agente a jusante paga ao agente a montante algum valor em troca de poder solicitar ajustes no montante turbinado por este poderia ser benéfico a ambas as partes. Portanto, na ausência de *fricções* no mercado de negociações bilaterais, é de se esperar que tais acordos sejam estabelecidos voluntariamente, corrigindo assim as externalidades e permitindo uma operação eficiente das cascatas.

Infelizmente, a hipótese de ausência de fricções para negociações bilaterais (uma exigência do teorema de Coase) talvez não seja válida para o caso do mercado brasileiro. Como ilustrado na Figura 9, o arranjo das cascatas no Brasil tem grau de complexidade elevado, com os direitos de propriedade repartidos entre um grande número de agentes; de modo que uma negociação para a operação da cascata que deixe todos os seus participantes satisfeitos pode ser muito difícil de alcançar.

Figura 9 – Exemplo da divisão dos direitos de propriedade das hidrelétricas da cascata do rio Paraná, no Brasil (Fonte: PSR)



Acionistas majoritários dos consórcios: 1. Aliança Energia; 2. SPIC Brasil; 3. CEB; 4. Neoenergia; 5. COPEL

Além disso, negociar os *termos* do acordo bilateral pode ser uma tarefa complexa (e, portanto, mais uma fonte de fricções), especialmente caso os eventos com maior potencial para gerar externalidades sejam raros, porém profundamente impactantes (como por exemplo no caso de secas severas). Ainda, um

terceiro tema que poderia levar a dificuldades é a questão *alocativa* (ao menos em um período de transição): em um modelo baseado em ofertas descentralizadas para agentes em uma mesma cascata, as usinas hidrelétricas a montante estão naturalmente melhor posicionadas para as negociações bilaterais, podendo, em geral extrair valor dos geradores a jusante em troca de envolvê-los nas suas decisões de despacho. Entretanto, é desejável que nenhum dos agentes da cascata se sinta lesado na transição do mecanismo atual (em que as hidrelétricas não possuem nenhuma vantagem por se situarem a montante ou a jusante) para este novo mecanismo, e o "valor" desta posição privilegiada para negociações pode ser difícil de se quantificar.

Em resumo, a *alocação direta dos reservatórios* a proprietários hidrelétricos, sem nenhum tratamento particular para a coordenação das cascatas, é uma estratégia possível de implementação, que tem inclusive o respaldo de alguns mercados internacionais – apesar dos complexos argumentos contra e a favor apresentados. Esta alternativa é a mais simples de um modo geral é a forma mais direta de se garantir que os agentes individuais são devidamente *responsabilizados* por suas decisões e previsões. No entanto, ela se baseia em pré-condições específicas para alcançar a eficiência de operação, como a ausência de fricções nas negociações entre proprietários para a aplicação do teorema de Coase, e, portanto, ela torna-se desejável quando as fricções identificadas são consideradas pouco substanciais (tal como quando as usinas em cascata pertencem à mesma empresa).

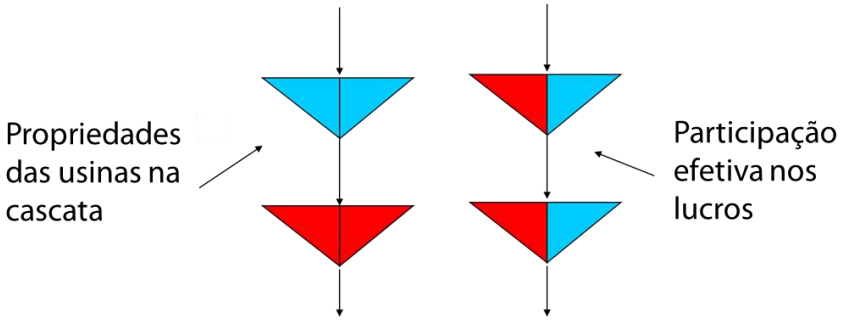
A segunda estratégia possível, como introduzido na seção 6.2, seria a introdução de um mecanismo de *acesso compartilhado* entre os reservatórios das hidrelétricas. Em sua essência, o objetivo deste tipo de implementação é garantir que os interesses de todos os agentes de uma mesma cascata estejam *alinhados,* através do compartilhamento de lucros e prejuízos ou de direitos de propriedade. Desta forma, o compartilhamento dos reservatórios pode ser visualizado como um mecanismo que *reduz as fricções* de negociação bilateral entre usinas de uma mesma cascata, ao garantir que há um interesse comum a todos os agentes.

Em particular, o conjunto de mecanismos de acesso compartilhado inclui também o mecanismo de *reservatórios virtuais* introduzido na seção 6.2, embora sejam possíveis também outros tipos de implementação em que as contrapartidas entre as usinas são geridas de outra forma – e mesmo mecanismos *voluntários.* O mecanismo de "slicing" descrito na seção 6.2 no Oeste dos Estados Unidos também é um exemplo de implementação deste tipo, em que todos os agentes passam a ter incentivos para maximizar o bem-estar da cascata como um todo (embora não seja usado o conceito de "repartição" do volume armazenado). Como introduzido na seção 6.2, o mecanismo de reservatórios virtuais diz respeito especificamente à gestão dos compromissos entre os agentes que têm acesso ao reservatório compartilhado por meio de "contas" de direitos sobre os reservatórios e transações entre os agentes – uma classe de mecanismos amplamente respaldada pela literatura e portanto com um grau elevado de robustez (BARROSO et al., 2003; COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a; NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019; SIMBA, 2005).

A Figura 10 ilustra como um mecanismo de compartilhamento de reservatórios poderia ser organizado exclusivamente dentro de determinadas cascatas, sem necessariamente abarcar todo o sistema: embora as duas empresas representadas sejam proprietárias fisicamente de duas usinas distintas na cascata, *financeiramente* elas teriam acesso aos lucros de todas as usinas da cascata – e as decisões operativas da cascata como um todo são tomadas pelo consórcio de proprietários. Em muitos aspectos, esta classe de implementações assemelha-se à proposta de mecanismo de *reservatórios virtuais* – entretanto, nota-se

que os "consórcios" representantes de cada cascata podem eventualmente ter mais autonomia para definir suas próprias regras de tomada de decisão operativa, desde que respeitem a exigência regulatória de que haja compartilhamento de interesses por todas as usinas de cada cascata.

Figura 10 – Exemplo de como a criação de condomínios por cascata poderia ser organizada ("slicing")



Uma possível limitação dos condomínios de interesse compartilhado para cada cascata é que o número de participantes no mercado detentores de reservatórios hidrelétricos se reduz – visto que na prática passa a haver uma oferta para cada consórcio representando uma cascata de hidrelétricas (caso os geradores tenham autonomia para entrar em um acordo dentro do seu consórcio). Isso pode aumentar oportunidades de conluio e de exercício de poder de mercado por parte de agentes hidrelétricos, levando, portanto, a uma alta de preços e ineficiências na operação do sistema. Há formas de contornar este problema, como por exemplo se o número de cascatas independentes for suficientemente grande, se as cascatas hidrelétricas estiverem comprometidas em contratos de venda, ou se houver outros mecanismos de gestão de poder de mercado (vide seção 4.9). Outra dificuldade deste tipo de arranjo é a possibilidade de licitação de novas usinas hidrelétricas em cascatas em que já existem outros agentes. Os novos entrantes precisariam discutir com os incumbentes a sua participação no condomínio, possivelmente em uma posição de negociação desvantajosa. Seria possível contornar estas dificuldades impondo mais restrições à forma como os agentes se organizam em cada cascata, por exemplo exigindo que cada agente participante do consórcio submeta ofertas independentemente – novamente aproximando-se do mecanismo de reservatório virtual (tratado na seção 6.4).

Cabe ainda observar que, embora o mecanismo de "slicing" ilustrado na Figura 10 tenha diversos elementos em comum com o MRE, o processo de transição para converter o MRE atual (que unifica todo o sistema hidrelétrico nacional) em um mecanismo organizado por cascatas independentes pode ser laborioso. Evidentemente, caso todos os agentes hidrelétricos fossem agregados em um único consórcio que tivesse monopólio sobre a capacidade de armazenamento do sistema, não seria satisfeita a hipótese de mercado competitivo – de modo que alguma transição seria necessária para que esta alternativa fosse implementada.

Ainda uma terceira classe de possibilidades de implementação seria a introdução de *mecanismos de ajustes de incentivos*, nos quais se introduzem novos fluxos de pagamentos para explicitamente corrigir as externalidades envolvidas na operação das cascatas. A teoria econômica demonstra que é possível criar um imposto para desincentivar externalidades negativas (conhecido como imposto pigouviano) ou introduzir bônus para premiar externalidades positivas de modo a corrigir essas falhas de mercado, induzindo portanto que seja atingido o ótimo social na operação do sistema (HAMMOND, 1997). Um exemplo de mecanismo deste tipo é a proposta da criação de um Mercado Atacadista de Água (MAA) proposta por (LINO, 2001), que funcionaria em paralelo com o Mercado Atacadista de Energia e, como

demonstrado nesta referência, permite que a eficiência no despacho de cascatas seja atingido. Embora um mecanismo de ajuste de incentivos possa potencialmente corrigir todo tipo de externalidade, esta classe de estratégias de implementação é mais complexa – sendo necessário um esforço para calibrar bem os incentivos aos agentes e convencer os participantes de mercado que a solução proposta é robusta.

A Tabela 6 apresenta, finalmente, um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *como resolver o problema das externalidades nas cascatas*? Proprietários de usinas hidroelétricas a montante devem levar em consideração na sua tomada de decisão como suas escolhas operativas influenciam a produção daquelas a jusante, de modo a garantir o despacho ótimo de toda a cascata.

Tabela 6 – Comparativo de soluções para cascatas

Critérios de avaliação	A. Alocação direta dos reservatórios às hidrelétricas		B. Acesso compartilhado aos reservatórios		C. Mecanismos de ajuste de incentivos	
Simplicidade		*De simples compreensão*		*Reestruturação dos consórcios*		*Desenho de novo mecanismo*
Combate ao poder de mercado		*Potencialmente um competidor por reservatório*		*Um competidor para cada cascata*		*Garantido pela qualidade do desenho*
Combate às externalidades		*Negociações entre agentes na mesma cascata*		*Cascatas fazem ofertas conjuntas*		*Garantido pela qualidade do desenho*
Compatibilidade com a situação atual		*Difícil alocação de direitos*		*Análogo ao MRE*		*Literatura de reservatórios virtuais respalda*

As macroestratégias identificadas são (A) *alocação direta dos reservatórios das hidroelétricas a seus proprietários*, de modo que a correção de externalidades se dá por acordos bilaterais voluntários entre usinas de uma mesma cascata; (B) *condomínios de interesse compartilhado*, um consórcio de proprietários responsável pelas decisões operativas e elaboração das ofertas da cascata como um todo, com compartilhamento de lucros e prejuízos entre os participantes; ou (C) *um mecanismo de ajuste de incentivos* a partir da introdução de novos fluxos de pagamentos, podendo ser feito, por exemplo, através de subsídios ou do compartilhamento de reservatórios. Baseado na análise apresentado na Tabela, tem-se:

- No quesito Simplicidade (em particular simplicidade de implementação), a alternativa A é a mais vantajosa, enquanto a alternativa C requer a calibração correta do mecanismo para não gerar distorções alocativas, sendo a de maior complexidade, enquanto a alternativa B requer estruturar os consórcios, sendo uma opção intermediária.
- No quesito Combate ao Poder de Mercado, a alternativa C é a mais bem posicionada, seguida das alternativas A e B, nesta ordem, que podem limitar o número de ofertantes e pôr agentes menores em situação de desvantagem em negociações.
- Na categoria Combate às Externalidades, a alternativa B é a que melhor consegue alinhar os incentivos de todos os proprietários de reservatórios em uma mesma cascata, seguida de perto

pela alternativa C. A alternativa A é mais limitada, pela necessidade de negociação voluntária entre agentes.

- Na categoria Compatibilidade com a Situação Atual, as alternativas B e C se destacam, enquanto a alternativa A é mais distinta em relação à realidade brasileira hoje.

6.4 Mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios

Como mencionado na seção 6.2, o mecanismo denominado *reservatório virtual,* proposto e estudado no contexto brasileiro no contexto do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em 2002, merece algum destaque no contexto brasileiro. Este mecanismo descreve um aspecto específico de implementação de modelos que permitem acesso compartilhado dos agentes aos reservatórios do sistema. Identificam-se três macroalternativas para a implementação de *acesso compartilhado* aos reservatórios do sistema: (i) a possibilidade de acesso compartilhado restrita exclusivamente a *acordos bilaterais voluntários* entre os agentes; (ii) o acesso compartilhado *com base no conjunto de hidrelétricas participantes do MRE* atualmente; e (iii) o acesso compartilhado *permitido a todos os agentes do sistema*. Portanto, uma questão relevante, e que analisaremos nesta seção é seção: *como deve ser implementada a possibilidade de acesso compartilhado aos reservatórios de centrais hidrelétricas*?

Em todas as três alternativas tratadas ao longo desta seção, nos referimos à implementação de um mecanismo similar ao introduzido na seção 6.2. Em um exemplo ilustrativo, o sistema poderia registrar em determinado período que o agente A detém 60 MWh no reservatório A e 50 MWh no reservatório B, enquanto B detém 80 MWh no reservatório A e 5 MWh no reservatório B – sendo esta alocação compatível com uma realidade física em que há 140 MWh armazenados no reservatório A e 55 MWh no reservatório B. O valor da água armazenada em diferentes reservatórios do sistema pode diferir devido a características físicas dos reservatórios e devido à diferença de preços entre os submercados – e os agentes hidrelétricos se beneficiam também de algum efeito portfólio por poder distribuir o seu armazenamento em diferentes locais do sistema. Além disso, como introduzido na seção 6.3, este mecanismo de compartilhamento de reservatórios (ou mecanismo de *reservatórios virtuais*) pertence à categoria de "mecanismos de ajuste de incentivos" para corrigir as externalidades associadas à operação em cascata.

Na primeira alternativa, envolvendo acordos bilaterais voluntários, nota-se que a implementação é, para todos os efeitos, equivalente à alocação de reservatórios físicos de uso exclusivo (tema explorado na seção 6.3): os agentes são livres para negociar bilateralmente acordos de acesso compartilhado como o apresentado no exemplo com dois reservatórios da seção 6.2, mas eles sempre têm a opção de não aceitar o compartilhamento e manter a sua "alocação de uso exclusivo" inicial. Deste modo, os agentes aceitarão este tipo de acordo de acesso compartilhado unicamente se considerarem que os ganhos desta parceria (em termos de compartilhamento de risco e acesso ao reservatório do outro agente) superam os custos (como perda de flexibilidade na operação da própria usina e eventuais custos de transação para arbitragem e solução de controvérsias). Neste tipo de implementação puramente voluntária, é difícil prever qual seria o equilíbrio de escolhas dos agentes, e tais escolhas seriam fortemente dependentes da *alocação inicial* que fosse escolhida para os direitos de uso exclusivo dos reservatórios (sendo que hoje a existência do MRE pode tornar mais complexa essa alocação – vide seção 4.8). Outra consideração relevante é que o poder de negociação dos diferentes agentes seria assimétrico: uma hidrelétrica com um reservatório maior tem muito menos a ganhar firmando um acordo de acesso compartilhado com

uma hidrelétrica com um reservatório menor do que o contrário, e o proprietário da hidrelétrica maior poderia usar este fato para exigir um pagamento adicional da outra hidrelétrica em troca de aceitar o mecanismo de acesso compartilhado. Com esta complexidade adicional das negociações bilaterais entre os agentes, é possível, inclusive, que quase nenhum acordo voluntário de compartilhamento de reservatórios seja firmado.

Outra característica relevante deste mecanismo é que, para um novo entrante, aderir a um mecanismo de compartilhamento no qual ele poderá ter acesso a reservatórios em todas as regiões do Brasil tende a ser mais atraente do que iniciar uma negociação bilateral com uma única outra empresa geradora hidrelétrica. Portanto, temos uma situação em que o benefício para um agente individual de participar do mecanismo de compartilhamento aumenta à medida que o número de participantes desse mecanismo de compartilhamento aumenta – um fenômeno que é conhecido na literatura econômica como "efeitos de rede". Assim, a construção de um "núcleo" de geradores hidrelétricos com participação *obrigatória* no mecanismo aumenta a atratividade de outras adesões, reduzindo a probabilidade de que o mecanismo de compartilhamento se desfaça por completo. Nota-se que foi exatamente isso que fez a FCRPS atuando no rio Columbia nos Estados Unidos na experiência retratada na seção 6.2: as empresas de propriedade federal formam o "núcleo" que possibilita a venda de contratos de "slice", com a adesão de participantes adicionais sendo voluntária.

A obrigatoriedade de participação no mecanismo para determinado "núcleo" de hidrelétricas também significa que mesmo hidrelétricas a fio d'água, que não têm nenhum reservatório para oferecer em troca, poderiam se beneficiar do acesso compartilhado aos reservatórios do sistema sem precisar negociar em grande desvantagem. Entretanto, é extremamente importante assegurar que o mecanismo funcione de forma adequada, evitando, por exemplo, que os geradores hidrelétricos que têm participação obrigatória no mecanismo sejam lesados por ceder o acesso aos seus reservatórios a outros agentes do sistema. Deve-se focar em desenhos de mecanismo em que ambas as partes saiam ganhando com o acesso compartilhado aos reservatórios, e que sejam capazes de induzir uma operação eficiente das cascatas do sistema.

Nota-se que a existência de um "núcleo" de hidrelétricas com participação obrigatória no mecanismo de reservatórios compartilhados é uma componente integrante da segunda e terceira macroalternativas levantadas – e, nos dois casos, seria possível, por exemplo, que os integrantes deste "núcleo" fossem as hidrelétricas participantes do MRE. A grande distinção entre essas duas estratégias é que, enquanto a segunda envolve o compartilhamento dos reservatórios apenas *entre usinas hidrelétricas*, a terceira envolve o compartilhamento dos reservatórios com *qualquer agente do sistema* que deseje submeter uma oferta: desta forma, mesmo um consumidor ou uma comercializadora poderiam ter acesso aos reservatórios das hidrelétricas, comprando armazenamento em determinado período para vendê-lo em um período futuro.

A terceira alternativa, que permite acesso mais amplo aos reservatórios virtuais compartilhados das hidrelétricas, tem o aspecto positivo de tratar todos os agentes ofertantes no mercado de forma *isonômica*, além do potencial de trazer mais eficiência ao mercado (aproximando-o de um mercado plenamente competitivo), ao aumentar o número de ofertantes. Além disso, nesta alternativa os agentes que têm acesso aos reservatórios virtuais são mais diversos em suas preferências e perfis de geração, consumo e contratos – o que também pode contribuir para aumentar o dinamismo deste mercado. Nota-se também que não há diferença, do ponto de vista de uma hidrelétrica com reservatório, entre

ceder o acesso ao seu reservatório para uma hidrelétrica a fio d'água ou para uma termelétrica – visto que a usina a fio d'água não possui reservatório que pudesse beneficiar a primeira hidrelétrica. A opção de acesso compartilhado limitado exclusivamente aos agentes hidrelétricos, embora fira o princípio da isonomia, pode ter aceitação mais fácil pelos agentes que já participam do MRE – visto que o acesso aos reservatórios virtuais seria compartilhado apenas pelos agentes que hoje já compartilham o risco hidrológico com o conjunto de geradores hidrelétricos do sistema brasileiro.

A Tabela 7 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *como deve ser implementada a possibilidade de acesso compartilhado aos reservatórios de centrais hidrelétricas*?

Tabela 7 – Comparativo de soluções envolvendo a socialização da capacidade dos reservatórios

Critérios de avaliação	A. Implementações voluntárias		B. Acesso compartilhado entre hidrelétricas		C. Acesso permitido a todos os agentes	
Simplicidade		*Complexidade relegada a acordos bilaterais*		*Desenhar mecanismo com sinais coerentes*		*Desenhar mecanismo com sinais coerentes*
Combate ao poder de mercado		*Agentes alavancados na sua "alocação inicial"*		*Maior flexibilidade para hidrelétricas*		*Muitos competidores em potencial*
Compatibilidade com o MRE		*Baixo grau de compatibilidade*		*Mais próximo do MRE atual*		*Filosofia similar, mas ampliada*
Diversidade dos tomadores de decisão		*Armazenamento definido dentro dos acordos*		*Consenso do conjunto de hidrelétricas*		*Demandas, comercializadores podem participar*

Como ilustrado na seção 6.2, o acesso compartilhado envolve a possibilidade de que a decisão de armazenamento no reservatório X dependa de outros agentes além do proprietário da própria hidrelétrica X. O acesso compartilhado pode ser (A) *voluntário*, dependendo do aceite da hidrelétrica X; (B) obrigatório para acesso mútuo entre hidrelétricas (atuais participantes do MRE); ou (C) obrigatório para qualquer agente (não apenas hidrelétricos). Em resumo, temos:

- No que diz respeito ao quesito Simplicidade (em particular simplicidade de implementação), a alternativa A tem maior vantagem, sendo as alternativas B e C de aproximadamente igual complexidade – já que é necessário ter o cuidado de desenhar um mecanismo robusto.
- No quesito Combate ao Poder de Mercado, a alternativa C é a melhor posicionada devido ao maior número de ofertantes independentes atuando em cada reservatório, seguida da alternativa B e por último da alternativa A.
- Na categoria Compatibilidade com o MRE, a alternativa B é a mais próxima do MRE atual, seguida da alternativa C, que segue uma lógica similar. A Alternativa A é compatível com um "MRE voluntário", mas em termos de incentivos e implicações para os agentes é a mais distante do MRE atual.
- Na categoria Diversidade dos Tomadores de Decisão, a alternativa C é a que mais se destaca, atraindo agentes com diferentes perfis (entidades financeiras, distribuidoras, comercializadoras) ao mercado. A alternativa A também tem o potencial de viabilizar a

integração de agentes como esses, enquanto a alternativa B consolida que todos os agentes ofertantes terão o perfil das hidrelétricas (atuais participantes do MRE).

6.5 Nível de detalhamento dos reservatórios virtuais

Nesta seção, admite-se que será considerado um mecanismo análogo ao mecanismo de *reservatórios virtuais* (nos moldes do que foi discutido na seção 6.4) e trata-se da questão de qual deveria ser o *nível de agregação* da representação do modelo de liquidação dos reservatórios virtuais. Em um extremo, teríamos a solução de um armazenamento *plenamente agregado*, em que (no limite) os agentes submetem ofertas por "armazenamento do sistema" em um sentido amplo; enquanto no outro extremo, teríamos um armazenamento *plenamente desagregado*, em que (no limite) qualquer reservatório físico individual do sistema (por exemplo, Sobradinho ou Furnas) pode receber ofertas dos agentes. Para efeito da representação das principais macroalternativas, entretanto, selecionam-se três casos representativos: (i) a agregação por sistema ou submercado, (ii) a agregação por cascatas, e (iii) a individualização de reservatórios físicos.

De uma forma geral, boa parte dos prós e contras associados a um modelo mais agregado (ou menos agregado) se aplicam gradualmente à medida que se reduz (aumenta) o número de reservatórios virtuais usados para representar o sistema. Por exemplo, como introduzido na seção 6.2, o operador do sistema mantém o registro do volume armazenado de propriedade de cada agente individual, para cada um dos reservatórios virtuais disponíveis no sistema. Então, por exemplo, se há 20 agentes que podem ter acesso aos reservatórios compartilhados do sistema, e 5 diferentes reservatórios virtuais são definidos pela regra de agregação pré-estabelecida, haverá o registro de 100 alocações e cada agente pode submeter até 5 ofertas diferentes – ao passo que, se o número de reservatórios virtuais disponíveis for igual a 15, o número de alocações registrado a cada período sobe para 300 e cada agente pode submeter até 15 ofertas. Este número crescente ilustra o aumento da complexidade à medida que o número de reservatórios virtuais representados aumenta, tanto para o operador do sistema como para os ofertantes. Além disso, nota-se que, quando o número de reservatórios virtuais se torna grande demais, começa a haver risco de *falta de liquidez* nas ofertas para reservatórios virtuais específicos: como nem todos os agentes teriam a capacidade de investigar o suficiente para construir uma estratégia de oferta para *todos* os reservatórios virtuais do sistema, é possível que alguns reservatórios virtuais recebam apenas um número muito pequeno de ofertas – resultando em uma operação potencialmente subótima, devido ao baixo investimento em informação para aquele reservatório em particular.

Também cabe destacar que, quanto maior o grau de agregação, maior o grau de abstração envolvido na definição dos reservatórios virtuais: um agente que compra "armazenamento no Sudeste" pode, em geral, abstrair a maior parte das características físicas dos reservatórios hidrelétricos da região Sudeste e focar mais na sua interpretação como um contrato financeiro (maior simplicidade para o ofertante). Em contraste, um agente que compra "armazenamento em Furnas" tem a possibilidade de investigar as condições do reservatório mais especificamente, da mesma forma que um agente que compra ações de uma empresa específica – o que, embora aumente a complexidade, pode ser um mecanismo adicional de incentivo à coleta de informações mais precisas para a operação do sistema. Esta característica também implica que os ofertantes terão mais influência direta sobre o nível de armazenamento dos reservatórios físicos quanto maior for a granularidade da representação dos reservatórios virtuais.

Muito relacionado à característica anterior é o fato de que, quanto maior o nível de agregação escolhido, maior a importância do critério usado pelo operador do sistema para *desagregar* os reservatórios virtuais em reservatórios físicos. Embora o operador sempre deva seguir o resultado do mercado baseado em ofertas no que diz respeito à escolha de armazenamento nos reservatórios virtuais ao final do período (NAZARÉ; CUNHA; BASTOS, 2019), geralmente há muitas combinações de níveis de armazenamento nos reservatórios físicos que correspondem ao mesmo nível de reservatório virtual agregado – e a operação do sistema exige que sejam tomadas decisões operativas para os reservatórios físicos individualizados. Quanto maior o nível de detalhe dos reservatórios virtuais, portanto, menos flexibilidade terá o operador neste processo de desagregação (que em todo caso deve seguir regras pré-estabelecidas).

Levando em conta tais efeitos, nota-se que nas três classes de macroestratégias representadas há algum espaço para fazer pequenos ajustes aumentando ou reduzindo o número de reservatórios. Por exemplo, em qualquer das três alternativas, é possível agrupar conjuntos de reservatórios menores (para os quais não se mostra interessante permitir que sejam submetidas ofertas individualizadas) em um único reservatório virtual "Outros". A primeira macroalternativa, por exemplo, a *agregação por sistema ou por submercado*, pode representar diferentes definições envolvendo um alto nível de agregação em um número relativamente limitado de reservatórios virtuais – apenas a título de exemplo, ela poderia representar a agregação nos quatro submercados brasileiros (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste), representações ainda mais agregadas em dois submercados (Norte-Nordeste e Sul-Sudeste), ou dar destaque para bacias específicas (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste-Paranaíba, Sudeste-Grande, Sudeste-Outros).

A macroalternativa de *agregação por cascata* segue intuitivamente os princípios estabelecidos na seção 6.3, segundo o qual o mecanismo de reservatórios virtuais tem por objetivo corrigir as externalidades associadas à operação das cascatas hidrelétricas: caso os agentes apenas possam submeter ofertas agregadas para cada cascata e o operador seja responsável por alocar a geração física entre as usinas da cascata, garante-se que as externalidades não estarão comprometendo a operação conjunta da cascata sem, no entanto, ferir o princípio de que a operação como um todo deve ser regida pelas estratégias de oferta dos agentes (visto que o operador não pode divergir da alocação do montante agregado).

Já a terceira macroalternativa envolve a *individualização dos reservatórios físicos*, permitindo, portanto, que agentes façam ofertas para a representação de reservatórios individuais dentro de uma mesma cascata. Mesmo que a coordenação da cascata não seja controlada pelo operador do sistema, nota-se que, como todos os agentes têm potencial acesso a todos os reservatórios virtuais do sistema, caso algum gerador estivesse ignorando as externalidades que ele causa sobre hidrelétricas a jusante, haveria incentivo para que outros agentes ofertantes influenciassem a operação dessa hidrelétrica a montante com suas ofertas de reservatório virtual (capturando um prêmio por isso). Desta forma, seria possível a implementação de um mecanismo mais granular da representação dos reservatórios virtuais para os ofertantes, caso esta implementação seja considerada desejável.

A **Error! Reference source not found.** apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos l evantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *qual deve ser o nível de agregação de reservatórios virtuais*?

Tabela 8 – Comparativo de soluções envolvendo o nível de detalhamento dos reservatórios virtuais

Critérios de avaliação	A. Agregação por sistema ou submercado		B. Agregação por cascata		C. Individualização dos reservatórios físicos	
Simplicidade para o ofertante		*Portfólio de poucos ativos*		*Maior número de ativos*		*Número muito maior de ativos*
Influência do ofertante na tomada de decisão		*Define níveis agregados dos reservatórios*		*Influencia armazenamento na cascata*		*Influencia armazenamento nos reservatórios*
Robustez à baixa liquidez de mercado		*Maior liquidez, poucos ativos*		*Liquidez mediana*		*Reservatórios menores podem ficar voláteis*
Proximidade ativo financeiro-ativo físico		*Maior grau de abstração*		*Grau de abstração mediano*		*Relação direta com ativo físico*

Um reservatório virtual é fundamentalmente uma "conta" de direitos de energia provenientes de um ou mais reservatórios físicos, que pode ser repartida entre agentes e é inerente a todo mecanismo de compartilhamento de reservatórios – ainda que nem todos os definam explicitamente. Cada reservatório virtual pode representar (A) o sistema como um todo ou um submercado, (B) cascatas, ou (C) reservatórios físicos individualizados. Em resumo:

- No que diz respeito ao quesito Simplicidade para o Ofertante, esta aumenta quanto menor o número de reservatórios virtuais, de modo que a alternativa A é a mais simples, seguida da B e da C.
- Quanto à Influência do Ofertante na Tomada de Decisão, a alternativa C é a melhor, pois não requer critérios para desagregar a operação dos reservatórios virtuais em reservatórios físicos específicos, diferentemente das alternativas B (intermediária) e A (de menor influência).
- Na categoria Robustez à Baixa Liquidez de Mercado, quanto maior o grau de agregação, maior será o número de ofertas por reservatório virtual, de modo que a alternativa A apresenta maior liquidez, seguida de B e C, nesta ordem.
- No quesito Proximidade Ativo Financeiro-Ativo Físico, na alternativa C, um reservatório virtual (o ativo financeiro) corresponde exatamente a um reservatório físico específico, enquanto na B representa o armazenamento em uma cascata, e a C é a alternativa com maior grau de abstração.

6.6 Conciliação de diferenças entre reservatórios físicos e virtuais

Ao longo deste capítulo, o mecanismo de reservatórios virtuais foi descrito de forma relativamente *abstrata*, sem entrar em muitos detalhes da implementação – o que, embora seja suficiente para identificar os princípios fundamentais que regem o mecanismo e discutir vantagens e desvantagens de diferentes macroestratégias, deixa no ar alguns pontos no que diz respeito ao detalhamento do seu funcionamento específico. Evidentemente, a implementação do mecanismo que se recomenda para o Brasil deve exigir o cuidado de se garantir que os sinais de preços passados aos agentes capazes de ofertar pelo reservatório virtual permanecem eficientes – condição fundamental para o bom funcionamento de um mecanismo baseado em ofertas (como introduzido na seção 3.3). Desta forma, a escolha de alguns elementos de implementação do mecanismo representa um cuidado em identificar e corrigir

possibilidades de incentivos perversos do desenho conceitual, mais do que a escolha de uma abordagem estratégica (visto que a intenção sempre é minimizar eventuais distorções). Visto que aparentes "detalhes" de implementação podem terminar por gerar distorções significativas, este trabalho de desenho conceitual é uma atividade importante de etapas futuras do presente projeto de pesquisa – respaldado pela análise da literatura anterior, que estudou e propôs o mecanismo de reservatórios virtuais (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a; LINO et al., 2003), e por novas investigações independentes.

Dentro do contexto da concepção de um mecanismo de reservatórios virtuais, talvez uma das componentes mais sujeita a "armadilhas" de implementação e eventuais distorções é o desenho do mecanismo de *conciliação de diferenças* – isto é, o mecanismo responsável pelo *ajuste das posições* de cada agente em cada um dos reservatórios virtuais do sistema ao final de cada período, de modo a assegurar que o montante total de armazenamento virtual representado seja compatível com o armazenamento físico observado nos reservatórios (físicos) do sistema. Visto que sempre há imprecisões na representação e ferramentas utilizadas pelo operador para representar o balanço hídrico do sistema ao alocar cotas de reservatório virtual aos agentes com base nas suas ofertas, há o risco de que mesmo pequenas divergências podem acumular-se ao longo do tempo. Portanto, este mecanismo de conciliação é importante para garantir que a alocação de reservatórios virtuais mantenha uma relação íntima com a realidade física ao longo de horizontes maiores.

O principal desafio deste mecanismo de conciliação é que existe uma série de diferentes *fenômenos físicos* que podem levar a discrepâncias no balanço hídrico, e cada um desses fenômenos tem um tratamento diferente no que diz respeito às entidades que devem ser "responsabilizadas" por esta classe de desvios. Por exemplo, para que o sinal de preços para os agentes ofertantes se mantenha coerente, os agentes detentores de cotas do reservatório virtual devem ser "co-responsáveis" por estes desvios (positivos ou negativos), na medida que as suas escolhas de volume armazenado afetem a energia armazenada no sistema. Caso os agentes recebam um *prêmio injustificado* proporcionalmente à sua participação nos reservatórios virtuais, esses incentivos distorcidos provocariam um excesso de ofertas de compra de capacidade de reservatório virtual, levando a aumento no armazenamento no sistema brasileiro em geral – aumentando a probabilidade de vertimento e comprometendo a eficiência econômica do mecanismo. Inversamente, caso os agentes sofram sistematicamente uma *perda injustificada* proporcionalmente à sua participação nos reservatórios virtuais, esses incentivos distorcidos provocariam um excesso de ofertas de venda de capacidade de reservatório virtual, levando a redução no armazenamento no sistema brasileiro em geral – aumentando a probabilidade de déficit de energia e comprometendo a eficiência econômica do mecanismo. Evitar esses dois efeitos indesejáveis, portanto, exige que o mecanismo esteja bem calibrado, e que as diferentes causas em potencial das discrepâncias entre reservatórios físicos e virtuais estejam bem mapeadas, para que elas possam ser alocadas devidamente aos agentes.

Uma primeira categoria de potenciais fontes de discrepância entre reservatórios físicos e virtuais diz respeito a eventos extraordinários que podem ter efeitos profundos sobre a energia armazenada, mas que têm ocorrência pontual e tipicamente bem respaldada por estudos técnicos. O principal objetivo de contemplar estes eventos seria reduzir o risco de judicializações futuras, ao dar mais previsibilidade e clareza à possibilidade desses eventos de revisão. Como exemplos de revisões extraordinárias da energia armazenada que podem justificar-se de um ponto de vista técnico, podemos citar: (i) revisões provenientes de novas medições batimétricas que permitam constatar o verdadeiro volume útil (em

quantidade de água física) dos reservatórios[24]; (ii) revisões do fator de produção das usinas na cascata (o que alteraria o potencial de produção de energia elétrica mesmo sem alterar a quantidade de água armazenada); e (iii) entrada de usinas a jusante na cascata – que tem um efeito positivo de aumentar o potencial produtivo dos reservatórios, embora também tipicamente acompanhado pelo custo de preenchimento do volume morto.

Na operação do dia a dia, entretanto, outros fatores são os principais causadores de diferenças entre os reservatórios físicos e virtuais, com destaque para os seguintes efeitos (e um indicativo inicial, baseado em fundamentos, de como eles poderiam ser alocados):

- Erros na previsão das vazões e imprecisão no cálculo das energias afluentes têm natureza exógena. Os agentes "responsabilizados" por esses desvios devem ser os mesmos agentes que detêm o direito à energia afluente da usina (no caso do Brasil, este direito é concedido ao conjunto de empresas do MRE).
- Erros de representação das componentes de perdas do balanço hídrico – tais como vertimentos mais frequentes, maior evaporação, tomada de água para irrigação, e outros. Estas componentes têm uma parcela completamente exógena e uma parcela que é de responsabilidade dos agentes ofertantes. O risco de vertimento, por exemplo, aumenta à medida que o nível de armazenamento aumenta, e é razoável que os agentes que contribuem mais para aumentar o nível de energia armazenada sejam co-responsabilizados por parte dessas perdas.
- Ajustes na eficiência da produção hidrelétrica (energia gerada por água turbinada) são, na maior parte do tempo, mérito do proprietário da usina hidrelétrica em si e seus esforços para conseguir produzir mais energia com menos água. Como a função de produção é não-linear, há uma série de outros fatores em jogo: produzir a 50% da capacidade em 100% do tempo não tem a mesma taxa de conversão que produzir a 100% da capacidade em 50% do tempo, por exemplo. Como o fator de produção é crescente com o volume armazenado, pode haver ainda a possibilidade de que os agentes que detêm cotas de reservatório possam capturar parte desta externalidade positiva.

Os exemplos acima ilustram quais poderiam ser as linhas-guia para a definição do mecanismo de alocação de desvios, levando em conta os diferentes fenômenos físicos e a responsabilização dos agentes que conduzam ao sinal de preços mais adequado para a eficiência do mercado. Também é relevante destacar, a partir desse exemplo, que a operação física das hidrelétricas possui profundas complexidades intrínsecas, que necessariamente precisam ser abstraídas em alguma medida para que seja implementado um mecanismo de reservatório virtual – embora, como ilustrado pelos exemplos de alocação descritos acima, seja possível construir um mecanismo consistente, apesar dessas complexidades (tema que será aprofundado na atividade de desenho conceitual do presente P&D).

Embora ela não seja um obstáculo intransponível, a complexidade dos fenômenos físicos que regem a operação de uma hidrelétrica e a assimetria de informação para despacho centralizado pelo operador provavelmente foram uma motivação que contribuiu para que hoje muitos países tenham mostrado preferência pelo mecanismo de acesso exclusivo aos reservatórios (como destacado na seção 6.2 e 6.3). Por outro lado, como discutido na seção 6.4, há também uma série de argumentos que sugerem que a

[24] Um exemplo de estudo que busca fazer este tipo de validação usando técnicas inovadoras de medição indireta é (LAMAS, 2018).

implementação de mecanismos de acesso compartilhado pode ser mais robusta e mais bem adaptada ao caso brasileiro – de modo que o custo em complexidade de se desenhar o mecanismo eficiente desejado pode mostrar-se justificável do ponto de vista social.

7 ESTRATÉGIAS PARA MERCADOS VINCULANTES E MÚLTIPLAS LIQUIDAÇÕES

7.1 Introdução

Nos capítulos 5 a 7 do presente relatório, tratamos de alternativas estratégicas de desenho para algumas características básicas do modelo baseado em ofertas – ainda sem fazer uma recomendação concreta de que alternativa deveria ser adotada pelo Brasil (o que será tema de relatório posterior deste mesmo projeto de P&D). Embora um modelo de formação de preços por oferta deva necessariamente obedecer a alguns requisitos mínimos para que seja consistente (como explorado nos capítulos 3 e 4), para alguns elementos de desenho existe alguma variedade de implementações possíveis que podem levar a um mercado eficiente. Com isto, o objetivo desses três capítulos é aprofundar a discussão sobre alguns desses elementos de desenho, identificando os prós e contras de diferentes alternativas estratégicas com a aplicação da metodologia (subjetiva) de *Harvey balls*, introduzida no Anexo 2 (capítulo 11), às análises apresentadas nas seções 5.3 a 5.5, 6.3 a 6.5 e 7.3 a 7.5.

Este capítulo 7, em particular, trata de elementos de desenho associados à implementação de um mecanismo de dupla (ou múltipla) liquidação – um mecanismo que na maior parte dos países está associado à realização de um despacho e liquidação inicial com 24 horas de antecedência (*day-ahead*), seguido de um despacho e liquidação *ex post* com base nas diferenças entre as quantidades comprometidas no despacho anterior e as quantidades efetivamente observadas. Embora este tipo de elemento de desenho não esteja intrinsecamente ligado a mecanismos baseados em preço (seria perfeitamente possível adotar dupla liquidação em um modelo baseado em custos), trata-se de um mecanismo que traz consequências importantes para os incentivos percebidos pelos agentes.

A seção 7.2 apresenta uma descrição esquemática do problema-chave que é objeto das escolhas de desenho apresentadas neste capítulo, seguida de uma breve descrição de práticas internacionais e do caso brasileiro. A seção 7.3 contrasta o mecanismo de liquidação dupla com mecanismos alternativos de liquidação única, discutindo seus prós e contras; enquanto a seção 7.4 trata da possibilidade da introdução de um número ainda maior de liquidações (modelo de *liquidações múltiplas* no lugar de liquidação dupla). A seção 7.5 trata do papel das *ofertas virtuais* nesse contexto de liquidação dupla – isto é, ofertas que representam uma "aposta" a respeito da evolução do mercado de um dia ao dia seguinte.

7.2 Funcionamento base e antecedentes

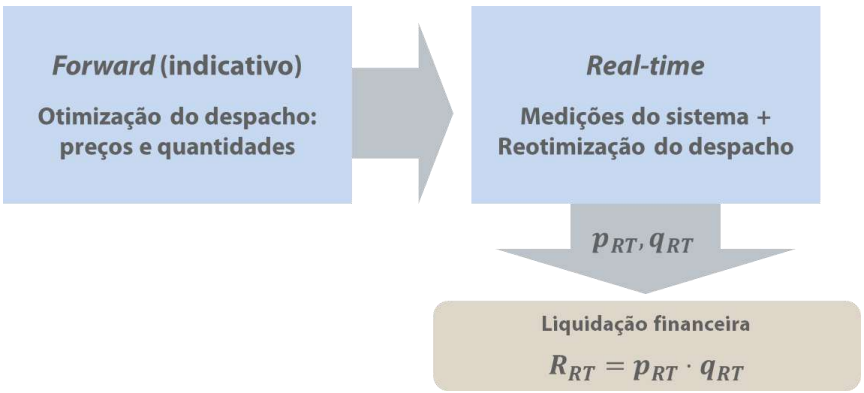
Modelo de liquidação única (single-settlement)

Embora a estruturação de mercados de energia seja diversa, em muitas estruturas de mercado existentes adota-se alguma variação de mercados *forward* e *real-time* para o funcionamento do sistema. Mercados *forward*, na definição utilizada ao longo de todo este capítulo, dizem respeito às liquidações realizados anteriormente à decisão de despacho do sistema, gerando obrigações financeiras vinculantes, enquanto o mercado *real-time* forma obrigações físicas e financeiras. O mercado *forward* é tratado como um mercado *físico* em todos os aspectos, embora os compromissos de entrega física possam ser reajustados entre este mercado e o mercado *real-time*. O mecanismo de liquidação dupla representa a submissão de ofertas de eletricidade em dois momentos, uma vez no mercado *forward* e outra vez no mercado *real-time*. Antes de detalhar o funcionamento dos mecanismos de liquidação dupla, entretanto, é interessante entender possíveis implementações de modelos de liquidação única.

O modelo de liquidação única é caracterizado, evidentemente, pela existência de uma única liquidação financeira. A remuneração de cada gerador é dada pela multiplicação simples entre a quantidade gerada por ele e um preço, que geralmente é aquele determinado durante a própria programação do despacho em tempo real. Embora não seja feito o cálculo de dois preços separados, mesmo em um mercado de liquidação única é interessante a realização de uma simulação *forward* separada, com o objetivo de auxiliar o operador do sistema a elaborar um programa para a operação do dia seguinte – visto que muitos agentes possuem restrições operativas que não permitem que eles sejam acionados repentinamente sem algum grau de previsibilidade. Neste tipo de modelo, temos a seguinte estrutura básica, portanto:

- Ofertas são recebidas pelo operador na simulação *forward* e o operador do sistema prepara um programa para a operação do dia seguinte. Agentes possuem, portanto, uma estimativa do retorno financeiro da operação do dia seguinte. Nota-se que esta alocação é apenas *indicativa*, não envolvendo nenhum tipo de compromisso físico ou financeiro.
- Após esta primeira simulação *forward* indicativa, pode haver programas intradiários adicionais, em que os agentes têm a liberdade de submeter novas ofertas (possivelmente revisando preços e quantidades ou apenas revisando a quantidade ofertada, para representar indisponibilidade devido a falhas ou novas previsões de recurso renovável). Mais uma vez, estas simulações intradiárias não têm relevância financeira.
- A última liquidação intradiária é o mercado *spot* (ou mercado em tempo real), que utiliza como dados de entrada uma combinação das últimas informações de ofertas dos agentes submetidas ao mercado e de medições *ex post* das injeções e retiros do sistema. Apenas neste momento é calculado o preço *spot* e as liquidações financeiras são alocadas: os agentes geradores são remunerados proporcionalmente ao preço *spot* e os agentes consumidores devem pagar um valor também proporcional a este preço.

Figura 11 – Modelo de liquidação única com preços determinados no *real-time*



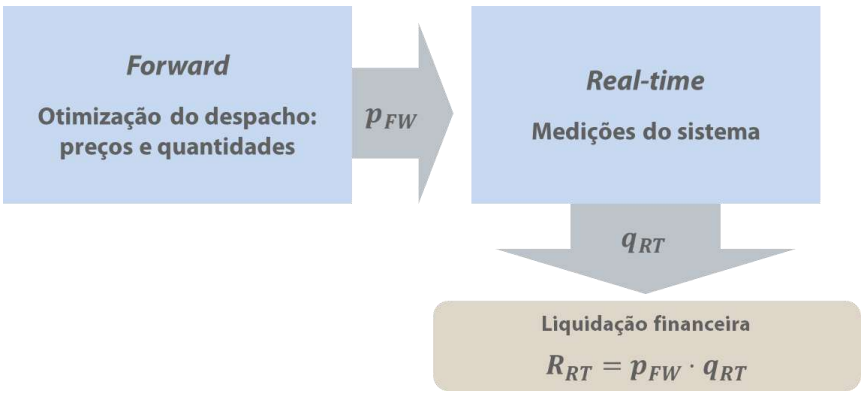
Este funcionamento esquemático é ilustrado na Figura 11: o mercado *real-time*, ou mercado em tempo real, é integralmente responsável por determinar preços (p_{RT}) e quantidades[25] (q_{RT}) aplicáveis a cada agente, cujo produto é a sua receita (R_{RT}). Nota-se que a programação do despacho feita no dia anterior serve somente como referência, como um preditor para os preços e para a operação, sem gerar nenhuma obrigação física ou financeira. Os preços e o resultado financeiro dos agentes são integralmente

[25] Quantidades geradas são valores positivos, enquanto quantidades consumidas são negativas – a receita negativa, neste caso, representa que o consumidor deve pagar pela energia demandada.

determinados *ex post*, através do resultado do mercado *real-time* (CHAO; WILSON, 2001). É interessante destacar que, devido à necessidade de programar o despacho face às restrições operativas dos geradores (como explorado na seção 5.3), as simulações *ex ante* ainda têm um papel importante para a operação mesmo quando são meramente indicativas.

Outra possibilidade de implementação de um mercado de liquidação única seria, em vez de usar os preços *ex post* para a remuneração dos agentes, enfatizar o papel dos preços calculados *ex ante* no mercado *forward* (p_{FW}) – levando em conta a importância dessas simulações indicativas (os prós e contras destes dois tipos de liquidação são discutidos em mais detalhe na seção 7.3). Para acomodar as incertezas às quais o setor elétrico está submetido, tais como a imprevisibilidade na demanda e eventuais falhas repentinas, em geral ainda é necessário usar medições em tempo real das quantidades produzidas e consumidas (q_{RT}) para evitar a remuneração indevida dos agentes. Uma visão esquemática deste tipo de arranjo é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Modelo de liquidação única com preços determinados no mercado *forward*



Nota-se que, na implementação "padrão" de modelos de liquidação única baseados em ofertas dos agentes, estes têm, em geral, liberdade para alterar significativamente o seu comportamento entre a simulação *forward* da operação e a em tempo real, sem que isso implique nenhum tipo de obrigação financeira: um gerador, pode, por exemplo, declarar-se indisponível se não estiver satisfeito com o resultado financeiro previsto na simulação *forward*. Este tipo de comportamento estratégico vai contra o objetivo principal da simulação *forward*, que é o de oferecer preditores adequados e subsidiar o planejamento da operação para o dia seguinte – além de distorcer o cálculo de preços no modelo descrito na Figura 12 e aumentar o risco de exercício de poder de mercado. Esta foi uma das principais motivações para a instituição dos modelos de liquidação dupla.

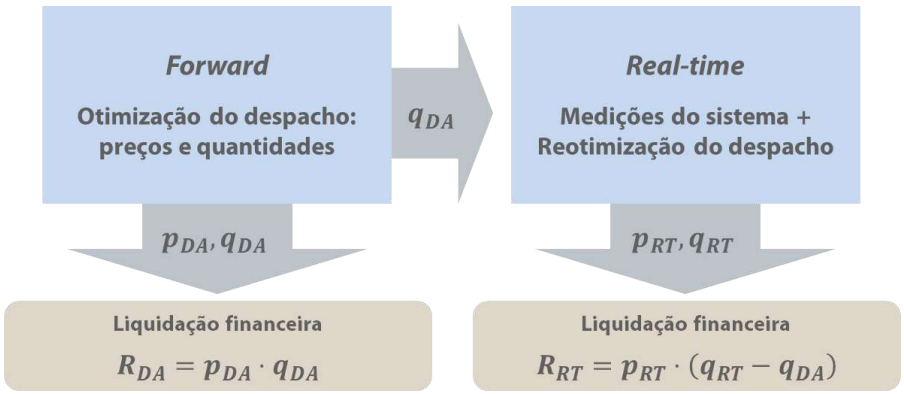
Modelo de liquidação dupla (two-settlement)

Fundamentalmente, o modelo de liquidação dupla é similar aos modelos já descritos, visto que mesmo nos modelos de liquidação única é interessante a realização de uma simulação *forward* separada, ainda que com fins meramente indicativos. A grande inovação do mecanismo de liquidação dupla é que tanto a simulação de despacho *forward* quanto a simulação em tempo real trazem *consequências financeiras* para os agentes. Com isto, agentes que declaram indisponibilidade ou mudam a sua oferta de alguma forma entre o mercado *forward* e o mercado em tempo real devem assumir as consequências destas mudanças. Independentemente de a variação ser resultante de algum comportamento estratégico do agente ou de algum fenômeno físico real, o agente sempre é responsabilizado proporcionalmente ao

novo preço de equilíbrio do sistema no mercado em tempo real – garantindo assim um tratamento justo dessas variações.

A Figura 13 mostra uma visão esquemática do funcionamento do mecanismo. Embora os cálculos possam parecer mais complexos, nota-se que as variáveis envolvidas são análogas às tratadas no mecanismo de liquidação única: há um preço e uma quantidade no mercado do dia seguinte (conhecido como *day-ahead*), p_{DA} e q_{DA}, respectivamente, e um preço e uma quantidade no mercado em tempo real (*real-time*), p_{RT} e q_{RT}. A receita no mercado *day-ahead* (R_{DA}) é o simples produto entre preços e quantidades da simulação realizada com um dia de antecedência; enquanto no mercado *real-time* o agente recebe proporcionalmente ao preço *spot* calculado pela nova otimização do despacho (p_{RT}) o equivalente à *diferença* entre os montantes nos dois mercados ($q_{RT} - q_{DA}$). Nota-se que essa diferença pode ser negativa ou positiva, e que a entrega física de energia q_{RT} é determinada com o auxílio de medições no mercado em tempo real.

Figura 13 – Funcionamento do mercado com dupla liquidação



Este arranjo é equivalente aos agentes firmarem um compromisso de entrega de energia no mercado *forward*, similar a um contrato "clássico" para entrega de determinada quantidade de energia. Por isso, este tipo de arranjo em liquidação dupla denomina-se um *mercado vinculante*, visto que a quantidade q_{DA} representa o vínculo que conecta os dois mercados. Tem-se, desta forma, que os agentes são devidamente responsabilizados (ou premiados) em caso de desvios dos montantes observados em tempo real em relação às previsões anteriores. Por exemplo, um agente que comprometa 100 MWh no mercado do dia seguinte a um preço de 50 R$/MWh, mas que esteja indisponível em tempo real, ainda terá algum montante líquido a receber (embora não tenha produzido nada) caso o preço p_{RT} seja menor que 50 R$/MWh. Porém, este agente estará sujeito a uma exposição financeira (sendo obrigado a pagar à CCEE depois desse despacho e não-despacho) caso o preço p_{RT} seja maior do que 50 R$/MWh.

Como uma eventual retirada de capacidade do mercado implica em riscos financeiros, os agentes terão incentivos para evitar alterar suas ofertas entre o *day-ahead* e o *real-time* (embora ainda sejam livres para revisar suas ofertas). Desta forma, o mercado *forward* cumpre com a sua função de representar um bom preditor do que acontecerá em tempo real – e, por consequência, a maior parte das liquidações financeiras ocorrerá ao preço do mercado *day-ahead*, enquanto o mercado em tempo real acaba sendo usado apenas para corrigir desbalanços.

Alguns exemplos de modelos de liquidação única e de liquidação dupla em mercados internacionais

De um modo geral, os primeiros mercados a introduzirem a liberalização do mercado de energia nos anos 80 e 90 adotaram modelos envolvendo liquidação única nos moldes exemplificados pela Figura 11, em que os preços em tempo real são usados para valorar as quantidades em tempo real. O Chile, Reino Unido, Canadá e Colômbia são exemplos de mercados que adotaram este tipo de mecanismo. Estas primeiras implementações estavam muito ancoradas na realidade baseada em empresas elétricas verticalizadas (*utilities*) que perdurava até então, e não havia a clareza de que a falta de previsibilidade nas simulações *forward* poderia se tornar um problema. Além de o modelo de liquidação única ser conceitualmente mais simples, nota-se que nenhum agente pode alterar sua quantidade ofertada sem influenciar também o preço na direção oposta (ainda que minimamente) – mitigando assim a possibilidade de exercício de poder de mercado devido ao fato de os *preços* serem definidos apenas no mercado em tempo real. Consequentemente, este tipo de arranjo funcionou relativamente bem por muitos anos nos mercados liberalizados que os adotaram.

Com o passar do tempo, entretanto, a inovação representada pelos modelos de liquidação dupla disseminou-se mais e mais nos desenhos de mercado internacionais: mercados liberalizados mais recentemente (como Singapura e México) adotaram modelos de liquidação dupla de imediato, enquanto alguns dos mercados já liberalizados sob um modelo de liquidação única têm estudado a possibilidade de migrar para um modelo deste tipo. Hoje em dia, a maior parte dos mercados da Europa e todos os principais mercados dos Estados Unidos (PJM, Texas, Califórnia, Nova Iorque, MISO, New England) adotam este tipo de modelo – ou até mesmo a sua generalização, os chamados mercados de liquidação múltipla ou multi-settlement, que serão discutidos na seção 7.4.

O aumento na incerteza associado ao aumento da penetração de fontes renováveis em mercados elétricos internacionais representa um dos principais motivadores para essa mudança de paradigma, de modo que muitos países que ainda adotam modelos de liquidação única têm sentido alguma pressão para revisar o mecanismo. Em (MUÑOZ et al., 2020), por exemplo, observa-se que há diferenças significativas entre o mercado forward e o mercado real-time, e recomenda-se a implementação de um modelo de liquidação dupla no Chile (substituindo o modelo de liquidação única atual). Países que possuem um parque gerador mais flexível para operações no curto prazo (como é o caso do Brasil, com sua elevada participação hidrelétrica) ainda seriam capazes de operar sem os compromissos vinculantes do mercado forward, ao menos em teoria. Entretanto, para a maior parte dos outros países, o modelo de liquidação dupla pode trazer benefícios palpáveis.

O caso brasileiro e observações do Comitê de Revitalização de 2002

O Brasil é um dos poucos países do mundo que adota o modelo de liquidação única descrito na Figura 12 – isto é, o modelo que combina preços obtidos da rodada *ex ante* e quantidades da rodada *ex post*. Nota-se que, no caso do Brasil, os preços são formados com base em custos, e não com base em ofertas dos agentes; e a simulação *forward* é feita com uma semana de antecedência no lugar de 24 horas de antecedência (ao menos até 2020) – ainda assim, as características fundamentais do modelo adotado no Brasil são as mesmas apresentadas na Figura 12. Com isto, fica claro mais uma vez que a implementação de um mecanismo baseado em ofertas não depende necessariamente da estrutura de liquidações (única ou dupla) realizada em determinado mercado – embora seja importante considerar em que medida esta estrutura de liquidações afeta os incentivos à oferta de preços.

Embora o Brasil esteja em processo de modernização do setor elétrico com a introdução de um preço horário (como descrito na seção 4.2), ao que tudo indica não há uma proposta de se mudar a filosofia do mecanismo de liquidação única adotado no país mesmo após esta reforma. A simulação *forward* passará a ser feita com 1 dia de antecedência (*day-ahead*) e passará a calcular preços para cada hora do dia, mas ainda será responsável por determinar os preços de liquidação (p_{FW}) usados em conjunto com as quantidades medidas em tempo real (q_{RT}) para determinar as receitas dos agentes.

Visto que este modelo é bastante peculiar da implementação brasileira, suas principais fragilidades são relativamente pouco discutidas na literatura (vide seção 7.3 para uma discussão mais aprofundada). Apesar disto, no Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico organizado em 2002, foram identificadas contradições deste modelo (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002b), embora a implementação de um mecanismo de liquidação dupla não tenha sido incorporada ao documento de recomendações finais do comitê (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002a). O "Documento de Apoio L: Dificuldades na Contabilização do MAE", produzido à época, descreve uma "contabilização alternativa" que corresponde exatamente a um mecanismo de liquidação dupla, e demonstra que ela é superior à contabilização adotada no Brasil quando há a possibilidade de diferença de preços entre os submercados.

O Documento de Apoio L (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002b) apresenta um exemplo que ilustra a fragilidade do mecanismo brasileiro, em que os preços são calculados *ex ante* e as quantidades *ex post*: neste tipo de modelo, há a possibilidade de que a congestão na rede elétrica gere um *sobrecusto* para o sistema (que precisa ser coletado por meio de encargos de serviço do sistema) no lugar de um *excedente*. Este comportamento é anômalo – quando os preços e quantidades vêm ambos da mesma simulação, a congestão da rede de transmissão sempre gera um *excedente* (isto é, o valor pago pelos consumidores é sempre maior ou igual ao valor pago pelos geradores)[26].

Outra fragilidade do mecanismo brasileiro diz respeito aos geradores não-despachados centralmente que têm algum controle sobre o seu perfil horário de produção – como por exemplo as PCHs. O operador do sistema não tem nenhum controle sobre a operação desses agentes, mas é de se esperar que eles concentrem a sua produção nas horas em que o preço é mais alto. Se a capacidade total desses geradores controláveis for suficientemente alta, as horas de maior criticalidade de acordo com a previsão *ex ante* do operador podem passar a ser as horas *menos críticas* na realização *ex post* do mercado devido a esse deslocamento de produção. Ao mesmo tempo, como esse deslocamento de produção é condicional ao preço de equilíbrio (*ex ante*) ser mais elevado, é difícil para o operador incorporar este fato no seu problema de otimização. Não há, portanto, uma retroalimentação *auto-corretiva* entre os sinais de preços e as quantidades produzidas nesse mecanismo.

7.3 Liquidação única *vs* dupla liquidação

O modelo de liquidação dita o papel da simulação de despacho *forward* e da simulação *real-time* na estrutura do desenho de mercado – e, como detalhado na seção 7.2, há três principais classes de macroalternativas que poderiam ser adotadas. A estratégia escolhida define se a otimização do despacho no mercado *forward* forma uma obrigação vinculante (estratégia de *dupla liquidação*), se determina os preços de liquidação (estratégia de *liquidação única a partir de preços do mercado forward*), ou se serve apenas como auxílio para que o operador do sistema e o mercado tenham uma previsão indicativa dos

[26] A destinação desse excedente depende das regras de mercado, mas o mais comum é que este excedente seja convertido em contratos financeiros – o mecanismo de direitos financeiros de transmissão (HOGAN, 2002)

preços *spot* no dia seguinte (estratégia de *liquidação única a partir de preços do mercado em tempo real*). Como introduzido na seção 7.2, em qualquer dessas alternativas é interessante que seja feita uma simulação *forward*, tipicamente com cerca de 1 dia de antecedência, para direcionar algumas das decisões que não podem ser alteradas com tanta facilidade no tempo real, buscando acomodar inflexibilidades operativas, tais como rampas de descida e subida, que exigem maior defasagem entre a tomada de decisão e o pleno acionamento ou desligamento de centrais elétricas. Portanto, a discussão desta seção é relacionada a *quais as vantagens de mecanismos de liquidação única e liquidação dupla, dentro de um mecanismo de formação de preços por ofertas*?

No caso de sistemas elétricos que possuem (ao menos[27]) uma dupla liquidação, esta simulação *day-ahead* tem papel central nos sinais financeiros para os agentes, comprometendo quantidades para o mercado *real-time*. Os mercados de liquidação única são em geral mais simples, e o despacho no *day-ahead* não gera obrigações de entrega física – as quantidades entregues são liquidadas uma única vez. Já no mecanismo de liquidação dupla, as ofertas no mercado *day-ahead* são financeiramente vinculantes: se não forem entregues, constituirão um passivo para as empresas a um preço que só é definido ao final do mercado em tempo real.

Uma primeira distinção entre o modelo de liquidação dupla e o modelo de liquidação única é que no último os agentes não têm incentivo econômico a submeter a informação mais precisa possível no mercado *day-ahead*. Embora nenhuma das alternativas esteja livre de poder de mercado, a possibilidade de maior divergência entre as ofertas do mercado *day-ahead* e do mercado *real-time* pode ampliar as oportunidades de manipulação do despacho por agentes detentores de poder de mercado. A possibilidade de exercício de poder de mercado é especialmente preocupante nos modelos de liquidação única com precificação vinda do mercado *forward* – visto que os geradores (por exemplo) podem escolher aumentar ou reduzir a sua quantidade entregue em tempo real com a garantia de que esta ação não terá nenhum impacto no preço. Nos mercados de liquidação única com precificação vinda do mercado em tempo real, caso houvesse uma tendência sistemática de que a produção em tempo real fosse maior do que a produção prevista no mercado *forward* (por exemplo), este comportamento tenderia a provocar uma redução do preço de equilíbrio do mercado em tempo real em comparação com o preço indicativo do mercado *forward* – mitigando, em alguma medida, o poder de mercado (embora a falta de incentivos à precisão das previsões ainda seja uma preocupação).

Intuitivamente, uma forma de corrigir essa tendência às discrepâncias entre os mercados *day-ahead* e *real-time* seria penalizar os agentes por esses desvios – mantendo o mecanismo de liquidação única. Entretanto, não é desejável penalizar demasiadamente os agentes que efetivamente possuem incertezas no montante produzido – e, portanto, essa penalidade não deve ser maior do que o custo real que essa imprevisibilidade causa ao sistema, caso contrário levará a ineficiências. Levando isto em conta, os sinais de preço implícitos pelo mecanismo de liquidação dupla são na realidade a forma mais eficiente de valorar esses desvios: por exemplo, quando o preço em tempo real é mais alto que o preço *day-ahead*, o mercado premia aumentos na geração e penaliza reduções na geração; e vice-versa. Logo, no mercado com dupla liquidação, os desvios do programa da operação já são precificados de acordo com suas consequências para o sistema, oferecendo os incentivos corretos para desincentivar a manipulação do mercado *spot*. Logo, sob a hipótese de mercados competitivos, não seria necessário estabelecer nenhuma penalidade adicional (ao menos em teoria).

[27] Alguns mercados utilizam mais de duas liquidações, como será detalhado na seção 7.4.

Vale ainda destacar que, embora o modelo de preços por ofertas com liquidação única e precificação *ex ante* possa ser mais familiar para agentes do setor elétrico brasileiro devido à analogia com a implementação atual, o desalinhamento dos incentivos que ele impõe é uma fragilidade importante que pode levar a distorções de mercado. Como destacado na seção 7.2, visto que os preços vêm da simulação *ex ante* e as quantidades da simulação *ex post*, essas grandezas não guardam relação entre si (COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO, 2002b). Não é simples corrigir os incentivos implícitos por esta implementação com a introdução de novos mecanismos, já que uma penalidade excessiva por desvios entre o mercado *day-ahead* e o mercado *real-time* pode também resultar em ineficiências. Embora seja possível equilibrar o balanço de pagamentos dos agentes sob o mecanismo através de um aumento dos encargos de serviço do sistema, em um mercado baseado em ofertas é importante destacar que tais distorções de natureza financeira terminariam por trazer consequências *físicas* para o sistema – reduzindo, portanto, a eficiência do mercado.

Outra característica que merece destaque é que os modelos de liquidação única com precificação *ex post* dificultam significativamente a previsibilidade das receitas dos agentes, e portanto limitam os seus instrumentos para gestão de risco. Em geral, em mercados elétricos em que todas as liquidações são realizadas de acordo ao *real-time*, o agente fica exposto a um preço mais volátil, sujeito a variações imprevisíveis no balanço oferta-demanda em tempo real[28]. Além disso, caso o perfil de produção dos geradores seja determinado com base nos sinais (com ruído) do mercado *day-ahead*, embora sejam remunerados apenas de acordo com os preços de equilíbrio *real-time*, haverá um desacoplamento entre o "mundo físico" e o "mundo financeiro" – o que, por sua vez, pode levar a distorções de sinais econômicos. Um exemplo desta distorção, citado por (MUÑOZ et al., 2020), é o caso das baterias no mercado chileno.

No mercado com liquidação dupla, a previsibilidade das receitas do agente é função do quão precisas são as suas previsões de geração (ou eventualmente de consumo) no mercado em tempo real: uma bateria que siga perfeitamente em tempo real o cronograma de produção que ela ofertou no mercado *forward* efetivamente perceberá apenas o preço fixado *ex ante* e não terá nenhuma exposição aos preços em tempo real. Este arranjo tem ainda o benefício de incentivar os agentes a melhorar ao máximo a qualidade das suas previsões: para os agentes renováveis com incerteza na produção, uma menor variabilidade nas suas previsões se traduz diretamente em uma redução na exposição ao risco no preço do mercado em tempo real; e para outros agentes pode ser interessante até mesmo um esforço em identificar vieses sistemáticos que podem resultar em diferenças previsíveis entre o mercado *day-ahead* e *real-time* – o que tende a reduzir tais vieses. Esta melhoria na qualidade das previsões torna-se especialmente valiosa à medida que aumenta a participação de renováveis com perfil de produção variável[29].

A Tabela 9 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *quais as vantagens de mecanismos de liquidação única e liquidação dupla, dentro de um mecanismo de formação de preços por ofertas*?

[28] O mercado real-time tende a ser mais volátil, embora haja exceções. No Chile, por exemplo, o preço do *day-ahead* é muitas vezes mais volátil do que o preço no *real-time* devido ao método que é utilizado para cálculo desses preços (MUÑOZ et al., 2020).

[29] O aumento da capacidade solar e eólica nos sistemas elétricos de todo o mundo provavelmente contribuiu para a tendência global de dar preferência a modelos de liquidação dupla (como indicado na seção 6.2).

Tabela 9 – Comparativo de soluções para a estrutura de mercados *ex ante* e *ex post*

Critérios de avaliação	A. Preços do mercado futuro (*forward*)		B. Preços do mercado em tempo real		C. Liquidação em dois estágios	
Simplicidade e familiariedade		*Familiar para o Brasil*		*Agentes devem aceitar cálculo ex post do preço*		*Formulação mais complexa de liquidação dupla*
Compatibilidade de incentivos		*Cálculos distintos para preços e quantidades*		*Mitigado pela incerteza nos preços ex post*		*Decisões alinhadas com o sinal de preços*
Eficiência da gestão de risco individual		*Preço pré-fixado*		*Agentes sujeitos a preços mais voláteis*		*Mercado forward serve de hedge financeiro*
Robustez da simulação *forward*		*Agentes têm incentivo a desviar (preço pré-fixado)*		*Agentes são indiferentes a desviar*		*Incentiva melhoria das previsões e penaliza desvios*

Como ilustrado na seção 7.2, e, mais especificamente, na Figura 11, Figura 12 e Figura 13, as alternativas de desenho são (A) *liquidação única, com preços determinados na simulação forward;* (B) *liquidação única, com preços determinados na simulação em tempo real;* ou (C) *liquidação em dois estágios.* Em resumo:

- No quesito Simplicidade e Familiaridade, as alternativas A e B são as mais simples, por envolverem apenas uma liquidação, sendo que a A leva vantagem por ser a solução adotada no Brasil atualmente (ainda que em um modelo de formação de preços por custos).
- No quesito Compatibilidade de Incentivos, a alternativa C é a mais bem posicionada, incentivando a submissão da informação mais precisa possível no mercado *forward*. Ela é seguida da alternativa B e, por último, da alternativa A, que não penaliza desvios entre ofertas nos dois mercados.
- Quanto à Eficiência da Gestão de Riscos Individual, a alternativa C também é a mais vantajosa, já que agentes podem utilizar o mercado *forward* para proteger-se de risco. A alternativa A é superior à B neste quesito, já que protege os agentes dos preços mais voláteis do *real-time*.
- A Previsibilidade da Simulação *Forward* está relacionada aos incentivos que tem um agente para alterar sua oferta entre o mercado *forward* e o *real-time* e para realizar previsões mais acuradas. Desse modo, a alternativa C é superior à B e esta, por sua vez, à A, ao menos nessa categoria.

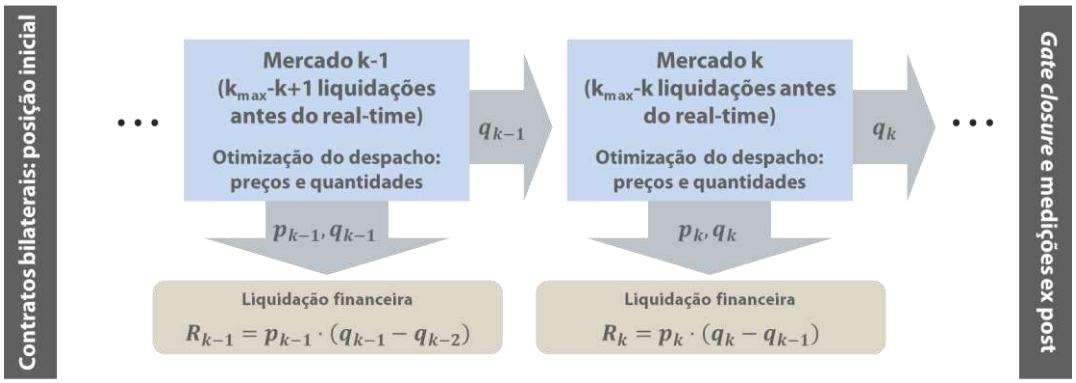
7.4 Liquidações iterativas múltiplas

Modelos com múltiplas liquidações (*multi-settlement*) são uma extensão natural do modelo de dupla liquidação (*two-settlement*) apresentado na seção 7.2. Este modelo funciona de forma análoga ao modelo de liquidação dupla, introduzindo qualquer número de liquidações intermediárias envolvendo *compromissos vinculantes* e *obrigações financeiras*. A implementação de um mecanismo de liquidações múltiplas representa uma generalização do mecanismo de liquidação dupla, em que pode haver qualquer número de mercados encadeados. E este será o tema discutido nesta seção: : *como deve ser implementada a possibilidade de liquidações iterativas múltiplas*?

O princípio geral do mecanismo é ilustrado na Figura 14 através da relação entre as liquidações (k) e $(k-1)$, em uma implementação em que há um total de k_{max} liquidações – e, portanto, a liquidação k_{max} corresponde à liquidação *real-time*. Na k-ésima liquidação, os agentes submetem ofertas, baseadas nas quais o operador determinará um preço de equilíbrio naquela liquidação (p_k) e uma obrigação de

entrega de quantidade de energia para cada agente (q_k). Se a quantidade superar o montante que havia sido comprometido na liquidação anterior (a liquidação $k-1$), o agente será remunerado pelas unidades adicionais contratadas ($q_k - q_{k-1}$), ao preço p_k; se for menor, ele terá de "comprar" o excedente que havia vendido anteriormente ($q_{k-1} - q_k$) ao mesmo preço p_k. O processo se repete nas liquidações seguintes, até que ocorra a liquidação em tempo real, com a definição do real despacho de cada central. Nota-se que quaisquer duas liquidações consecutivas seguem a mesma lógica exemplificada na Figura 14 para (k) e $(k-1)$, e que a relação entre esses mercados vinculantes consecutivos é análoga à relação entre o mercado *day-ahead* e o mercado *real-time* exemplificada pela Figura 13 na seção 7.2.

Figura 14 – Modelo *multi-settlement*



Como discutido na seção 7.3, de forma geral a realização de pelo menos uma simulação *forward* é desejável para dar previsibilidade à operação do sistema e, quando essa simulação *forward* é acompanhada de incentivos financeiros (associados à liquidação *day-ahead*), os agentes do sistema terão incentivos para assegurar que o equilíbrio desse mercado *day-ahead* de fato reflita as expectativas para o mercado em tempo real, com base na melhor informação disponível. A motivação por trás de promover um mercado com liquidações múltiplas vinculantes, portanto, é realizar *atualizações* das expectativas de despacho do sistema à medida que se aproxima do tempo real. Como cada simulação de despacho vinculante possui uma liquidação associada, é de se esperar que os agentes tenham os incentivos corretos para fazer previsões mais precisas a cada etapa. Desta forma, as liquidações vinculantes permitem que o operador seja informado com mais antecedência quando houver alguma mudança de expectativa no equilíbrio oferta-demanda, em um momento em que há mais flexibilidade para ajustar decisões de despacho.

Por exemplo, imaginemos o caso em que um gerador sofre uma falha depois de finalizada a simulação *day-ahead* (mas antes, evidentemente, do tempo real), no qual o agente havia comprometido 100 MWh. Evidentemente, o operador do sistema precisará despachar outros geradores para compensar este déficit de 100 MWh no tempo real, provavelmente implicando em uma alta de preços em relação à simulação *day-ahead*. Em um modelo de dupla liquidação, o gerador que sofreu a falha seria devidamente responsabilizado, devendo comprar os 100 MWh no mercado em tempo real ao preço mais elevado. Entretanto, caso o operador não tenha a informação de que a falha ocorreu até muito próximo do *real-time*, a sua flexibilidade para despachar outros geradores pode ser limitada – por exemplo, fazendo que o preço suba de 100 R$/MWh para 200 R$/MWh no mercado em tempo real. Em contraste, caso houvesse um mercado *intermediário* entre o *day-ahead* e o *real-time*, outros geradores semi-flexíveis poderiam submeter ofertas para substituir o gerador que sofreu falha – esses geradores talvez precisem

de um aviso com antecedência de 1 ou 2 horas para que possam ser despachados, mas têm preço mais baixo que os geradores mais flexíveis disponíveis em tempo real. Com isso, seria possível, por exemplo, que o preço aumentasse de 100 R$/MWh até apenas 150 R$/MWh no mercado intradiário, com uma alocação mais eficiente dos recursos.

Consequentemente, o principal benefício da estratégia de se introduzir *mercados intradiários* em um modelo com liquidações múltiplas é a possibilidade de se realizar correções graduais nas expectativas de despacho à medida que se aproxima do tempo real e, portanto, à medida que as decisões operativas se tornam mais inflexíveis. Portanto, os mercados intradiários são mais atraentes (i) quando há grande participação de geradores *semi-flexíveis* no sistema, que podem reagir a decisões de despacho com poucas horas de antecedência, mas cujo controle em tempo real é mais limitado; e (ii) quando a tendência de *redução gradual da incerteza* à medida que o mercado se aproxima do tempo real é especialmente pronunciada. Nota-se que a redução gradual da incerteza é uma tendência universal de qualquer mercado, à medida que as condições físicas, meteorológicas e econômicas do sistema se tornam mais bem conhecidas – embora em particular, geradores renováveis e demandas estejam mais suscetíveis a revisões de expectativa na escala de tempo dos mercados intradiários. Logo, as liquidações intradiárias são especialmente interessantes para mercados com alta participação de renováveis intermitentes, uma vez que os proprietários dessas centrais têm à sua disposição melhores instrumentos para a gestão de risco[30] e a estrutura de liquidações facilita que a operação do sistema possa acomodar a incerteza associada à produção dessas usinas ao menor custo possível (assegurando que o operador tem a informação para fazer as realocações necessárias e antecipar-se a possíveis situações críticas).

Em teoria, aumentar o número de liquidações intradiárias não atrapalharia a estratégia de ofertas dos agentes – visto que os agentes que não tiverem interesse em reajustar suas posições podem simplesmente submeter a quantidade já comprometida na liquidação anterior (tornando-se portanto totalmente indiferentes às decisões de despacho e formação de preços desta etapa em particular). Além disso, nota-se que quanto maior o número de liquidações, mais o mercado elétrico se aproxima da hipótese de *mercado completo*, garantindo que a gestão de riscos é eficiente e que todas as oportunidades de extrair valor do sistema são exploradas (como o despacho das usinas semi-flexíveis ao preço de 150 R$/MWh no exemplo acima). Na prática, entretanto, o número de liquidações intradiárias pode ser limitado por uma questão de esforço computacional, além do risco de falta de liquidez caso o número de liquidações seja elevado demais, motivando a maior parte dos agentes a ofertar quantidades fixas. Portanto, um mercado que escolha implementar liquidações múltiplas intradiárias precisa escolher em que momentos elas se darão: por exemplo, liquidações podem ser feitas com alguns minutos ou até algumas horas de antecedência em relação ao despacho em tempo real, assim como o desenho de mercado pode prever a realização de liquidações mais espaçadas ao longo do dia após a liquidação *day-ahead* (por exemplo a cada 6 horas).

Embora o mecanismo de liquidações intradiárias seja a categoria mais comum em mercados internacionais com liquidações múltiplas, uma outra classe de macroestratégias (além da possibilidade de evitar as liquidações múltiplas inteiramente, mantendo apenas uma ou duas liquidações, como apresentado na seção 7.3) são as *liquidações antecipativas*, que podem realizar-se dias, semanas, ou até mesmo um mês antes da liquidação *day-ahead*. Este tipo de solução não é tão usual porque a *escala de tempo* típica para a incerteza da produção renovável é de apenas algumas horas, assim como a escala de

[30] Admitindo que o gerador renovável possa submeter ofertas no mercado, ao menos de quantidades – vide seção 5.5.

tempo associada às inflexibilidades operativas das termelétricas – de modo que as liquidações intradiárias são mais adequadas para acomodar esta classe de incertezas em particular.

Isto não quer dizer, entretanto, que não possa haver outros conjuntos de fatores que tornem interessante a realização de liquidações adicionais com uma escala de tempo mais longa. A lógica de quando torna-se atrativo introduzir liquidações antecipativas é similar à lógica aplicada aos mercados intradiários: o benefício para o sistema dependerá (i) da existência de alguma categoria de "centrais semi-flexíveis" que possa responder nesta escala de tempo mais longa (mas não em escalas de tempo inferiores) e (ii) da existência de alguma *componente de incerteza* que já é suficientemente reduzida nesta escala de tempo para justificar a organização do mercado – particularmente caso as ofertas dos agentes possam trazer informação valiosa a respeito dessas componentes de incerteza.

Dadas estas características, o mercado brasileiro parece excepcionalmente adequado para a implementação de liquidações adicionais antecipativas: notavelmente, a incerteza da disponibilidade de recurso hidrelétrico (que representa uma componente substancial do mercado) possui uma escala de tempo da ordem de semanas a meses, dependendo da estação do ano. No que diz respeito à existência de centrais semi-flexíveis com escala de tempo desta mesma ordem de grandeza, um exemplo notável é a opção de *despacho antecipado* oferecida para centrais de GNL (gás natural liquefeito) desde a sua introdução em 2007 nos leilões de energia nova no Brasil. Sob este mecanismo, essas centrais podem solicitar que a sua decisão de despacho seja fixada com uma antecedência de dois meses, de modo a permitir tempo hábil para a negociação e entrega de cargas do combustível importado – comportando-se, portanto, como centrais com uma escala de tempo de meses para a sua flexibilidade operativa. Outra possível fonte de ofertas semi-flexíveis com escala de tempo de semanas a meses inclui algumas categorias mais "drásticas" de *resposta da demanda*: por exemplo, tomar a decisão de interromper atividades de determinado estabelecimento comercial ou industrial. Nota-se que a dinâmica das interações entre as diferentes escalas de tempo é similar à dinâmica para o produto reserva (apresentada na seção 5.6), embora em termos absolutos os mercados de liquidações iterativas de que tratamos aqui digam respeito a escalas de tempo muito mais longas.

Figura 15 – Visão esquemática das escalas de tempo relevantes para as liquidações iterativas



O princípio de funcionamento destas liquidações com escalas de tempo maiores é idêntico ao que já foi explicado e ilustrado na Figura 14: admitindo uma única liquidação antecipativa, por exemplo, ela passaria a ser a primeira liquidação (que é valorada simplesmente ao produto entre preço e quantidade: $p_1 \cdot q_1$), e a liquidação *day-ahead* corresponderia à comercialização da *diferença* entre a quantidade *day-ahead* e a quantidade antecipativa $(q_2 - q_1)$ ao preço do mecado *day-ahead* p_2. Ao contrário da estratégia envolvendo as múltiplas liquidações intradiárias, há poucas experiências a nível mundial de mercados com liquidações anteriores ao *day-ahead;* por este motivo, sua possível implementação no Brasil deve ser estudada com cuidado. Pode-se argumentar ainda que a implementação de um

mecanismo de liquidações múltiplas envolvendo liquidações antecipativas não é *necessária* para o funcionamento eficiente do sistema, visto que nesta escala de tempo maior os agentes podem ter acesso ao mercado de contratos *forward* tradicional, negociando com comercializadoras ou instituições financeiras para gerenciar o seu risco na escala de tempo de semanas a meses. Caso este mercado de contratos bilaterais já seja completo e eficiente, é de se esperar que o ganho obtido pela introdução de uma liquidação antecipativa coordenada pelo operador seria muito pequeno.

A Tabela 10 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *como deve ser implementada a possibilidade de liquidações iterativas múltiplas*? Como ilustrado na Figura 14, um modelo de liquidações múltiplas é uma generalização do mecanismo de liquidação dupla, em que pode haver qualquer número de mercados encadeados. Cada um desses mercados possui uma liquidação associada, proporcional à diferença entre as quantidades programadas naquela simulação e na anterior.

Tabela 10 – Comparativo de estratégias de introdução de liquidações vinculantes adicionais

Critérios de avaliação	A. Limitar a uma ou duas liquidações		B. Liquidações intra-diárias (pós-*day-ahead*)		C. Liquidações anteci-pativas (pré-*day-ahead*)	
Simplicidade		*Baixo custo de transação, fácil compreensão*		*Mais complexo, risco de falta de liquidez*		*Pouco respaldo de experiências internacionais*
Previsibilidade de curto prazo		*Imprevistos são descobertos em tempo real*		*Ofertas refletem novas informações intradiárias*		*Imprevistos são descobertos em tempo real*
Previsibilidade de longo prazo		*Liquidação inicial feita apenas no day-ahead*		*Liquidação inicial feita apenas no day-ahead*		*Possibilita ajustes semanas ou meses antes do despacho*
Eficiência da gestão de risco		*Razoável, mas não excepcional*		*Ideal para agentes com incertezas de curto prazo*		*Ideal para agentes com incertezas de longo prazo*

As macroestratégias identificadas são (A) *limitar a uma ou duas liquidações*, conforme os mecanismos apresentados na seção 7.3; (B) *criar liquidações intradiárias*, que são mercados *forward* adicionais entre os mercados *day-ahead* e *real-time;* ou (C) *criar liquidações antecipativas*, realizado antes do mercado *day-ahead*. Observa-se que as alternativas B e C não são excludentes entre si.

- No tocante à Simplicidade (em particular simplicidade de implementação e compreensão), a alternativa A tem maior vantagem. As alternativas B e C são mais complexas, especialmente a C, dado que há poucas referencias internacionais desse tipo de implementação.
- No quesito Previsibilidade de Curto Prazo, a alternativa B é a mais bem posicionada, dado que atualizações do despacho permitem reduzir incertezas operativas em uma escala de tempo inferior a um dia. As alternativas A e C têm benefícios comparáveis dentro deste critério.
- Já para a Previsibilidade de Longo Prazo, a alternativa C é preferível, dado que permite ter uma previsão do despacho com dias, semanas ou meses de antecedência. As alternativas A e B são indiferentes entre si no tocante a este critério.
- Quanto maior o número de mercados iterativos, maior será a Eficiência da Gestão de Risco. Deste modo, as alternativas B e C são preferíveis à A, para este critério, e seus benefícios para o

sistema dependem de suas características: a alternativa B (C) auxilia a gestão de risco para agentes com incertezas que se reduzem – ou inflexibilidades que aumentam – significativamente no curto (longo) prazo.

7.5 Ofertas virtuais e influência do operador no despacho

Embora os mercados *forward* tenham por objetivo central informar o operador a respeito da situação do sistema para que a gestão de inflexibilidades seja feita da melhor forma possível, é relevante observar que as transações nesses mercados são, em sua essência, *puramente financeiras*. Um gerador pode aumentar e reduzir a sua quantidade comprometida diversas vezes ao longo das liquidações em um mercado de liquidações múltiplas (como detalhado na seção 7.4), de modo que o único mercado que afeta o custo operativo (não-financeiro) incorrido pelo gerador e a operação física da usina é o mercado em tempo real. Tem-se então uma situação em que a principal função do mercado *day-ahead* é oferecer *previsões adequadas* das expectativas para o tempo real, mas em que os *incentivos* que governam este mercado são fundamentalmente financeiros – não havendo, ao menos em princípio, nenhum obstáculo à atuação de agentes puramente financeiros neste mercado. Portanto, a pergunta que discutiremos nesta seção é *como deve ser implementada a possibilidade de ofertas virtuais e a possibilidade de influência do operador no âmbito do mercado forward*?

Nestas circunstâncias, há três grandes caminhos estratégicos que podem ser tomados no que diz respeito à atuação do operador sobre a gestão do mercado *day-ahead*. A primeira opção seria *abraçar esta abertura a ofertas de todos os tipos de entidade* – em particular, abrindo espaço para as chamadas "ofertas virtuais", submetidas por agentes que não são proprietários de ativos de geração ou de demanda, tratando-as como ofertas físicas para efeito de decisões de despacho (HOGAN, 2016; JHA; WOLAK, 2020). A segunda opção seria *buscar um maior controle sobre as ofertas no mercado day-ahead* por parte do operador, inclusive proibindo as ofertas virtuais. Uma terceira opção ainda seria permitir que as ofertas virtuais ocorram, mas *introduzir um mecanismo que seja capaz de garantir a segurança de suprimento* em casos nos quais o operador identifique que as ofertas submetidas no mercado *day-ahead* levariam a um despacho insuficiente de geradores.

Para entender o funcionamento das ofertas virtuais, consideremos um exemplo em um modelo de dupla liquidação (embora o mesmo princípio seja aplicável a um mercado com liquidações múltiplas): digamos que, na liquidação *day-ahead*, uma comercializadora declare uma disposição mínima a receber igual a 50 R$/MWh para uma quantidade ofertada de 100 MWh. Esta oferta é utilizada pelo operador para construir a curva de oferta do mercado *day-ahead*, da mesma forma que uma oferta "comum" de um gerador. Vamos admitir ainda que a oferta é aceita – o que quer dizer que o preço de equilíbrio do mercado *day-ahead* é superior (ou igual) ao preço declarado de 50 R$/MWh. Como a comercializadora ofertante não possui meios de gerar energia fisicamente, para fazer jus à obrigação adquirida, ela necessariamente terá de comprar o montante comprometido no mercado *real-time*. Dessa forma, a comercializadora é obrigada a submeter uma oferta de compra de 100 MWh (independentemente do preço de equilíbrio), que será somada às ofertas submetidas pelos agentes consumidores para construir a curva de demanda do mercado *real-time*. Implicitamente, a comercializadora está fazendo a aposta de que o preço no mercado em tempo real será inferior a 50 R$/MWh (sua disposição a receber no mercado *forward*) – caso esta expectativa se materialize, ela capturará como lucro a diferença de preços entre o mercado *day-ahead* e *real-time*. Neste exemplo, a comercializadora atuou como um "gerador virtual" no mercado *day-ahead*. Seria possível também a situação inversa, na qual a comercializadora atua como

"consumidor virtual", sendo, portanto, obrigada a vender este excesso no mercado *real-time* e obtendo lucros caso o preço de equilíbrio em tempo real seja superior ao preço estimado no *day-ahead*[31].

Evidentemente, se os preços *real-time* e *day-ahead* fossem idênticos, não haveria qualquer vantagem econômica para um agente que submetesse ofertas virtuais – ele simplesmente compraria (ou venderia) certa quantidade no mercado *day-ahead* para vendê-la (ou comprá-la) ao mesmo preço no dia seguinte, com lucro resultante nulo. O incentivo econômico está, portanto, na diferença entre os dois preços, que fornece oportunidades de arbitragem. Entretanto, nota-se que as ofertas virtuais têm a característica de reduzir a diferença de preços: um preço mais elevado no *day-ahead* em relação ao *real-time* tende a atrair ofertas de venda no *day-ahead* ("gerador virtual"), que por sua vez tendem a pressionar para baixo os preços no *day-ahead* e para cima os preços no *real-time*. Um resultado análogo ocorre quando os preços no *day-ahead* são mais baixos: as ofertas virtuais tendem a reduzir a diferença entre os preços do *day-ahead* e do *real-time*. Em condições ideais, ofertas virtuais devem igualar o preço no *day-ahead* ao valor esperado do preço no *real-time*, aumentando a previsibilidade de preços. A igualdade, entretanto, será observada apenas nas estatísticas de longo prazo[32] (HOGAN, 2016): é praticamente impossível que o preço no *real-time* seja exatamente aquele previsto no dia anterior devido às inúmeras incertezas operacionais, como geração renovável, falha de unidades geradoras, condições meteorológicas, nível de demanda, etc.

Pode-se dizer, portanto, que o propósito geral das ofertas virtuais é deixar o mercado *forward* mais "robusto" e menos suscetível a falhas de mercado. Isto porque 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). Alguns estudos empíricos comprovam os benefícios das ofertas virtuais para convergência de preços e eficiência do sistema. Uma análise do mercado elétrico californiano, por exemplo, constatou que ofertas virtuais foram responsáveis por uma queda de 2,7% nos custos de combustível do sistema (JHA; WOLAK, 2020). O mercado PJM, nos Estados Unidos, publica relatórios anuais em que consta a diferença média entre o preço no mercado *day-ahead* e o *real-time*, encontrando razoável convergência (HOGAN, 2016). Além de melhorar a formação de preços no mercado *day-ahead* e trazer benefícios à programação do despacho, ofertas virtuais também podem promover a entrada de novos competidores no mercado (aumentando, portanto, a competitividade), além de aumentar a liquidez do mercado e redistribuir risco entre agentes econômicos (HOGAN, 2016).

Apesar destes argumentos em favor da implementação de ofertas virtuais, há também alguns contrapontos importantes. Em particular, nota-se que a existência de diferenças entre o despacho *day-ahead* e *real-time* em geral reflete algum tipo de distorção econômica ou uma falha de representação no problema de otimização do operador. Embora as ofertas virtuais sejam capazes de levar esta diferença a zero, isto não significa necessariamente que o *motivo causador* dessa distorção será sanado. Por este motivo, é possível que as ofertas virtuais terminem por simplesmente permitir que alguns agentes

[31] Usando a notação da Figura 13, uma oferta virtual é como se $q_{RT} = 0$, ou seja, não há quantidade física gerada ou consumida. A remuneração total do agente é dada, portanto, por $R_{DA} + R_{RT} = q_{DA} \times (p_{DA} - p_{RT})$, em que q_{DA} é positivo, se tratando de um "gerador virtual", ou negativo, no caso de um "consumidor virtual".

[32] Ou seja, se for tomada uma média da diferença de preços entre o mercado *day-ahead* e o *real-time* ao longo de um período suficientemente grande, esta tenderá a zero (HOGAN, 2016).

extraiam lucros indevidos do setor elétrico, resultando em um efeito *alocativo*, sem gerar ganhos de eficiência. Outro elemento que precisa ser levado em conta é que as análises que apontam para a existência de um efeito de redução de custos no sistema atribuído às ofertas virtuais (JHA; WOLAK, 2020) foram feitas em um mercado que segue o paradigma *nodal* de representação da rede, enquanto no Brasil é aplicado o paradigma *zonal* com representação de quatro submercados[33]. A simplificação da representação das restrições da rede elétrica (que fisicamente se assemelha mais à representação nodal) pode ter consequências imprevisíveis sobre o impacto de se permitir ofertas virtuais. Assim, pode ser preferível para o Brasil mitigar esses potenciais efeitos nocivos ao restringir ofertas aos agentes detentores de ativos físicos de geração ou consumo, ou ainda detentores de energia armazenada em reservatórios virtuais (vide seção 6.4).

Nestas circunstâncias, a opção de *proibir as ofertas virtuais* pode parecer atraente. Cabe destacar, entretanto, que os agentes ainda terão incentivo para distorcer as suas quantidades ofertadas no mercado *day-ahead* de modo a capturar lucros – a principal diferença é que apenas agentes detentores de ativos físicos terão a possibilidade de atuar no mercado desta forma, dentro dos limites que os seus parâmetros de restrição operativa permitam (vide seção 5.3). Por exemplo, se um gerador observar um preço consistentemente maior no *day-ahead*, pode ser interessante ofertar uma quantidade de energia neste mercado *maior* do que ele espera entregar no *real-time*, capturando assim o mesmo fluxo de caixa que seria concedido por uma oferta virtual. Similarmente, uma demanda poderia capturar este lucro nessas mesmas circunstâncias ao oferecer uma quantidade *menor* no mercado *day-ahead* do que espera consumir em tempo real – e esses agentes físicos também poderiam ajustar suas ofertas na direção oposta caso o preço no *day-ahead* fosse consistentemente menor. Consequentemente, a proibição de ofertas virtuais cria um tratamento não-isonômico para os agentes não-detentores de ativos físicos e não protege o mercado de comportamentos estratégicos de seus participantes caso haja alguma distorção que leve a discrepâncias de preços entre o *day-ahead* e o *real-time* – destacando mais uma vez a importância de se assegurar que a representação do problema de otimização do operador é consistente e não leva a distorções desse tipo. Novamente, a única forma de se livrar deste incentivo perverso é assegurando que não há desvios sistemáticos entre o mercado *day-ahead* e o mercado *real-time*.

Já na terceira macroalternativa, que visa a introduzir um *mecanismo de ajuste, por parte do operador, das decisões de despacho* resultantes das ofertas submetidas pelos agentes no mercado *day-ahead*, existem algumas experiências internacionais de implementação que podem ser usadas como referência e inspiração. O mecanismo em questão é chamado de *reliability unit commitment* e é bastante disseminado entre os mercados elétricos nos Estados Unidos – sendo aplicável sempre que o resultado de mercado for considerado pouco realista (segundo alguns critérios pré-estabelecidos), independente de este resultado ser uma consequência de ofertas virtuais ou de ofertas de agentes físicos. Seu funcionamento é o seguinte: se a demanda prevista pelo operador para o dia seguinte for superior à demanda submetida pelos agentes no *day-ahead*, é feita uma otimização adicional da operação após a otimização do *day-ahead*, que serve para pré-programar (tomando decisões de *unit commitment*) as centrais consideradas necessárias para cobrir essa diferença entre demandas e que não sejam flexíveis o suficiente para ser despachadas em tempo real. Este mecanismo busca garantir o atendimento da demanda no dia seguinte

[33] Um possível contra-argumento é que é contestável se esta é uma falha do mecanismo de ofertas virtuais em si ou uma falha do desenho de mercado. A melhor solução para o problema seria, em teoria, alterar as regras do mercado e introduzir preços nodais – o que poderia tornar desnecessário proibir ofertas virtuais (HOGAN, 2016).

de forma segura, ainda que possa resultar em decisões de *commitment* pouco eficientes e mais custosas se a previsão de demanda do operador for excessivamente elevada.

Um ponto que merece destaque é que, em qualquer desenho de mecanismo que envolva a possibilidade de ação corretiva por parte do operador, há o risco de distorcer ou enfraquecer os incentivos para que as ações dos agentes ofertantes estejam em linha com a operação ótima do sistema. Por exemplo, quando as decisões de despacho no mercado *day-ahead* são governadas pelas ofertas dos agentes, nota-se que as ofertas virtuais têm impacto *físico* no sistema além do seu impacto financeiro, aumentando ou reduzindo o número de unidades despachadas de modo a aproximar o mercado *day-ahead* do mercado *real-time* (o que, por sua vez, tende a aumentar o bem-estar total, representando um despacho mais eficiente). Desta forma, o mecanismo que rege a forma como o operador do sistema pode influenciar o despacho deve ser desenhado com cuidado – em particular, deve-se garantir que o mecanismo é previsível, transparente, e refletido adequadamente nos sinais de preços aos agentes.

A Tabela 11 apresenta um resumo dos principais pontos positivos e negativos levantados. As três alternativas estratégicas apresentadas (A, B e C) buscam responder à pergunta central discutida nesta seção: *como deve ser implementada a possibilidade de ofertas virtuais e a possibilidade de influência do operador no âmbito do mercado forward*? Como explicado, ofertas virtuais são aquelas submetidas por agentes que não são proprietários de ativos de geração ou demanda.

Tabela 11 – Comparativo de soluções para o tratamento de ofertas virtuais

Critérios de avaliação	A. Ofertas virtuais tratadas como físicas		B. Proibir ofertas virtuais		C. Tratamento especial para *commitment*	
Simplicidade		*Maior volume de transações; mas de fácil compreensão*		*Baixos custos de transação*		*Necessário desenhar as condicionantes*
Convergência de preço entre liquidações		*Ofertas virtuais pressionam o gap para baixo*		*Limitada, devido às ofertas dos agentes físicos*		*Em função dos detalhes da implementação*
Robustez a distorções nos incentivos		*Grande número de agentes buscará explorar falhas*		*Agentes físicos podem agir estrategicamente*		*Mantém segurança de suprimento (ao menos)*
Combate a poder de mercado		*Competição mais elevada: agentes não-físicos*		*Apenas agentes físicos podem atuar*		*Pode prevenir escassez (mais commitment)*

As macroestratégias possíveis são: (A) *abrir o mercado para a submissão de ofertas virtuais, e tratá-las igual a ofertas físicas*; (B) *proibir ofertas virtuais*; ou (C) *criar um tratamento especial para commitment*, permitindo que o operador possa ajustar as decisões de *commitment* no mercado *forward* sempre que estas forem consideradas irrealistas e ameaçarem a segurança de suprimento – de acordo a critérios pré-estabelecidos. Em resumo:

- Na categoria Simplicidade, a alternativa B tem vantagem, seguida da alternativa A. A alternativa C é de longe a mais complexa, já que é necessário ter o cuidado de desenhar um mecanismo robusto.
- No tocante à Convergência de Preço entre Liquidações, a alternativa A tende a reduzir o *gap* entre preços no mercado *forward* e no *real-time*, ao introduzir maior liquidez ao mercado. A alternativa C é a segunda melhor, já que o mecanismo de ajuste pode introduzir distorções entre o mercado *forward* e *real-time*, se não for tomado o devido cuidado na implementação. A

alternativa B seria a pior opção neste critério, ainda que não impossibilite que ofertas de físicas reduzam o *gap* de preços.

- Na categoria Robustez a Distorções nos Incentivos, a alternativa C seria, em teoria, superior, já que um mecanismo de ajuste cuidadosamente desenhado deve evitar (ou ao menos minimizar) que ofertas dos agentes, sejam virtuais ou físicas, gerem perdas de eficiência. A alternativa B vem em seguida, e a alternativa A, por último.
- Para o Combate de Poder de Mercado, a alternativa C é superior, com instrumentos de controle do operador sobre possíveis tentativas de manipulação de mercado que comprometam a garantia de suprimento, seguidas das alternativas A e B, em ordem – já que ofertas virtuais trazem maior competitividade para o mercado.

8 CONCLUSÕES

O principal objetivo do presente relatório, além de apresentar uma visão geral do estado da arte da literatura de desenho de mercados elétricos, é *levantar perguntas* a respeito das escolhas que fatalmente precisarão ser feitas ao longo do processo de elaboração de uma proposta de desenho de mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes que possa ser aplicado ao Brasil. O objetivo é que estas perguntas sejam respondidas em relatórios posteriores deste projeto de P&D, em que serão apresentados o desenho conceitual (entregável 3) e o desenho detalhado (entregável 6).

Nas duas partes do presente relatório, foram explorados tanto os *elementos em comum,* que devem estar presentes em qualquer implementação de mercado baseado em ofertas, quanto os *elementos de divergência,* que possuem prós e contras que precisam ser pesados na escolha de uma implementação adequada à realidade brasileira. Entre os elementos em comum, é importante dar destaque à *realidade atual* do setor elétrico brasileiro e que implicações isto traz para o desenho de mecanismo do modelo baseado em ofertas, como explorado no capítulo 4.

Os capítulos 5 a 7, por sua vez, tratam cada um de um aspecto do desenho de mecanismo: respectivamente, o formato das ofertas submetidas pelos agentes, as ofertas envolvendo reservatórios hidrelétricos, e a implementação de um mecanismo de liquidações iterativas (dupla ou múltipla). Dentro de cada um desses capítulos foram levantados pontos de decisão para os quais a implementação de um modelo baseado em ofertas para o Brasil precisaria escolher uma "macroestratégia" definida em grandes linhas. A Tabela 12 apresenta um resumo desses pontos de decisão tratados neste relatório.

Tabela 12 – Resumo dos temas tratados nos capítulos 5 a 7 para os quais foram apresentadas macroestratégias

Formato das ofertas	• Restrições operativas e distinções por tecnologia • Limites para as ofertas e mitigação de poder de mercado • Ofertas de renováveis e pelo lado da demanda
Ofertas de reservatório	• Soluções para o problema das externalidades nas cascatas • Mecanismos de acesso compartilhado aos reservatórios • Nível de detalhamento dos reservatórios virtuais
Múltiplas liquidações	• Liquidação única *vs* dupla liquidação • Liquidações iterativas múltiplas • Ofertas virtuais e influência do operador no despacho

Nota-se que a escolha de uma abordagem para cada um dos pontos de decisão identificados exige que se tome em conta os prós e contras de cada alternativa, sua compatibilidade com a realidade do setor elétrico brasileiro, e também considerações sobre como os diferentes elementos de desenho atuam em conjunto. Além disso, a finalização do desenho conceitual exige que sejam tomadas algumas decisões adicionais. Devido à complexidade dessa análise, a contribuição do presente entregável, que inclui uma *sistematização* das alternativas de estratégias de implementação, juntamente com seus principais pontos fortes e fracos, representa uma contribuição importante para a tomada de decisão futura.

9 REFERÊNCIAS

AHMADI-JAVID, A. Entropic Value-at-Risk: A New Coherent Risk Measure. **Journal of Optimization Theory and Applications**, v. 155, n. 3, p. 1105–1123, 2012.

BARROSO, L. A. et al. **Contratação e Aversão ao Risco no Despacho Competitivo da Geração**. XVII SNPTEE. **Anais**...2003

BARROSO, L. A. et al. **Virtual Models for Reservoir Management in Competitive Markets**. 3rd conference on hydroscheduling in competitive Markets. **Anais**...2012

BASTOS, J. P. et al. Reliability Mechanism Design: An Economic Approach To Enhance Adequate Remuneration And Enable Efficient Expansion. **Energy**, v. 158, p. 1150–1159, 2018.

BAUMOL, W. J. Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. **The American Economic Review**, v. 72, n. 1, p. 1–15, 1982.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J.; WOLAK, F. A. **Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market**. [s.l: s.n.].

BRIGATTO, A.; STREET, A.; VALLADÃO, D. M. Assessing the cost of time-inconsistent operation policies in hydrothermal power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 6, p. 4541–4550, 2016.

CCEE. **Mecanismo de Realocação de Energia - Regras de Comercialização Caderno 4**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/documento/04_-_mre_2018.1.0_(jan-18)_-_minuta.pdf>.

CCEE. **Relatório do Grupo Temático: Mecanismos de Formação de Preço**. [s.l: s.n.].

CHAO, H.; WILSON, R. **Design of Wholesale Electricity Markets**. [s.l: s.n.].

COASE, R. H. The Problem of Social Cost. **Journal of Law & Economics**, v. 3, n. 1, p. 1–44, 1960.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO. **Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Relatórios de Progresso**. [s.l: s.n.].

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO. **Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Dificuldades na Contabilização do MAE**. [s.l: s.n.].

CONEJO, A. J.; NOGALES, F. J.; ARROYO, J. M. Price-taker bidding strategy under price uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 1081–1088, 2002.

CPAMP. **Consolidação das propostas de aprimoramentos metodológicos e avaliação da parametrização do CVaR**. [s.l: s.n.].

CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S. Capacity market fundamentals. **Economics of Energy and Environmental Policy**, v. 2, n. 2, p. 27–46, 2013.

CUNHA, G. R. DE A. **A coherent construction of objective functions applied to the operation of hydrothermal systems: A study on risk aversion and time preferences**. [s.l.] UFRJ, 2015.

EWEB. **Memorandum: BPA Slice Contract Implementation**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.eweb.org/Documents/board-meetings/2013/05-07-13/m6-update-bpa-slice-contract-implementation.pdf>.

GREEN, R. Competition in generation: The economic foundations. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n. 2, p. 128–139, 2000.

GROSS, G.; FINLAY, D. Generation Supply Bidding in Perfectly Competitive Electricity Markets. **Computational & Mathematical Organization Theory**, v. 6, n. 1, p. 83–98, 2000.

HAMMOND, P. J. The Efficiency Theorems and Market Failure. **Depatment of Economics Stanford university**, n. February, p. 1–57, 1997.

HOGAN, W. W. **Financial transmission right formulations**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.lmpmarketdesign.com/papers/FTR_Formulations_033102.pdf>.

HOGAN, W. W. Virtual bidding and electricity market design. **Electricity Journal**, v. 29, n. 5, p. 33–47, 2016.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. New York: John Wiley & Sons, 1996.

IRENA. **Adapting Market Design To High Shares of Variable Renewable Energy**. Abu Dhabi: [s.n.]. Disponível em: <http://www.irena.org/publications/2017/May/Adapting-Market-Design-to-High-Shares-of-Variable-Renewable-Energy>.

JEHLE, G. A.; RENY, P. J. **Advanced Microeconomic Theory**. [s.l.] Financial Times/Prentice Hall, 2011.

JHA, A.; WOLAK, F. Can Forward Commodity Markets Improve Short-Term Market Performance? Evidence from Wholesale Electricity. 2020.

JOSKOW, P. L.; KAHN, E. A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. **The Energy Journal**, v. 23, n. 4, p. 1–35, 2002.

JOSKOW, P.; TIROLE, J. Reliability and Competitive Electricity Markets. **The RAND Journal of Economics**, v. 38, n. 1, p. 60–84, 2018.

KELMAN, R.; BARROSO, L. A. N.; PEREIRA, M. V. F. Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 3, p. 354–359, 2001.

KETCHUM, K. J.; BARROSO, L. A. **The Columbia River Treaty: An example of effective cross-border river regulation**. 10th Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. **Anais**...2006Disponível em: <http://www.psr-inc.com/psr/download/papers/2006_X_SEPOPE-CRTpaperfinal.pdf>

LAMAS, B. V. **Modelo Hidrodinâmico Computacional do Reservatório de Sobradinho**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

LARSEN, E. R.; VAN ACKERE, A.; OSORIO, S. Can electricity companies be too big to fail? **Energy Policy**, v. 119, n. October 2017, p. 696–703, 2018.

LINO, P. et al. Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. **Annals of Operations Research**, v. 120, n. 1–4, p. 81–97, 2003.

LINO, P. R. **Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: Operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos em ambiente de mercado**. [s.l: s.n.].

MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R. Chapter 16: Equilibrium and its Basic Welfare Properties. In: **Microeconomic Theory**. [s.l.] Oxford University Press, 1995.

MCRAE, S. D.; WOLAK, F. A. 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**, p. 390–420, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Consulta pública nº 71 de 30 de abril de 2019**Brasília, 2019.

MUÑOZ, F. et al. **Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile**. [s.l: s.n.].

MUNOZ, F. D. et al. Economic inefficiencies of cost-based electricity market designs. **Energy Journal**, v. 39, n. 3, p. 51–68, 2018.

NAZARÉ, F.; CUNHA, G.; BASTOS, J. P. **Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e impactos**. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Anais**...2019

NGO, T. W.; WU, Y. **Rent Seeking in China**. [s.l.] Taylor & Francis, 2008.

PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 11, n. 3, p. 161–169, 1989.

PULLER, S. L. Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market. **The Review of Economics and Statistics**, v. 89, n. 1, p. 75–87, 2007.

ROMERO TORRES, C. I. et al. **Informe sobre problemática del "Régimen de Declaración de Precios de Gas Natural"**. [s.l: s.n.].

SCHWEPPE, F. C. et al. **Spot Pricing of Electricity**. [s.l.] Springer, Boston, MA, 1988.

SIMBA, J. **Despacho e Formação de Preços de Energia Elétrica Através de Leiloes em Sistemas Predominantemente Hidráulicos**. [s.l.] UFRJ, 2005.

STEEGER, G.; BARROSO, L. A.; REBENNACK, S. Optimal bidding strategies for hydro-electric producers: A literature survey. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 4, p. 1758–1766, 2014.

STOFT, S. **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. [s.l: s.n.].

TWOMEY, P. et al. A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. **Journal of Economic Literature**, v. 11, n. 209, p. 3–54, 2005.

WEARE, C. **The California electricity crisis: causes and policy options**. [s.l: s.n.]. v. 41

WOLAK, F. A. Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: The California market, 1998-2000. **American Economic Review**, v. 93, n. 2, p. 425–430, 2003.

WOLAK, F. A. Wholesale Electricity Market Design. 2020.

10 ANEXO 1: GLOSSÁRIO

MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia (hoje extinto)
CVaR	*Conditional Value at Risk*
GNL	Gás natural liquefeito
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
PCH	Pequena central hidrelétrica

11 ANEXO 2: HARVEY BALLS

Ao longo deste relatório utilizamos algumas vezes a ferramenta gráfica denominada "*Harvey balls*" para classificar diferentes metodologias e alternativas de desenho de mercado. As *Harvey balls* são ideogramas comumente usados para comunicação visual de informações qualitativas, como por exemplo em tabelas comparativas, com a finalidade de descrever em que grau um item específico pode atender a algum critério.

As *Harvey balls* são tipicamente divididas em 5 níveis, de acordo com o impacto do efeito ou a concordância com o critério apresentado.

Muito baixo	Baixo	Mediano	Alto	Muito alto
				

É importante destacar que o nível não tem valor positivo ou negativo, mas, sim, indica a compatibilidade ou concordância com o critério – por exemplo, se o critério for "simplicidade", o círculo cheio indica elevada simplicidade, enquanto o vazio indica baixa simplicidade (ou alta complexidade); por outro lado, se o critério for complexidade, quanto mais cheio o círculo, maior a complexidade (e menor a simplicidade). Neste relatório, optou-se por definir os critérios de comparação de modo que uma pontuação "alta" ou "muito alta" seja em geral preferível a uma pontuação "baixa" ou "muito baixa". Embora seja importante analisar também o contexto, esta correspondência permite um rápido contraste visual dos pontos fortes e fracos das diferentes alternativas em diferentes categorias.

Vale ressaltar ainda que uma classificação baixa em algum requisito não significa necessariamente que há uma vulnerabilidade ou expectativa de impactos negativos significativos. Embora as alternativas sejam detalhadas uma de cada vez, as suas consequências dependem do conjunto de escolhas tomadas na definição do desenho de mecanismo, bem como de uma análise da conjuntura do país.

Nas tabelas apresentadas ao longo deste relatório, os critérios de avaliação são apresentados nas linhas, enquanto as alternativas são listadas nas colunas. Visto que os critérios podem ser subjetivos ou ter pesos muito diferentes, a leitura recomendada para essas tabelas é *por linha*, entre as colunas – ou seja, comparando as alternativas analisadas tomando em consideração cada critério individualmente.

A Tabela 13 a seguir apresenta um exemplo da estrutura de quadros comparativos usadas nos capítulos 5, 6 e 7 deste documento.

Tabela 13 – Exemplo de quadros comparativos usados neste relatório

Critérios de avaliação	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
Critério 1		Breve justificativa 1.1		Breve justificativa 2.1		Breve justificativa 3.1
Critério 2		Breve justificativa 1.2		Breve justificativa 2.2		Breve justificativa 3.2

12 ANEXO 3: OS MODELOS DE *POWER POOL* E *POWER EXCHANGE*

No contexto dos temas tratados no capítulo 5 a respeito dos critérios para a determinação de formatos de oferta dos agentes, cabe uma breve discussão sobre modelos baseados em ofertas que seguem uma filosofia ainda mais descentralizada para a tomada de decisão de despacho no setor elétrico – modelos nesta categoria, conhecidos como modelos de *power pool*, são muito comuns na Europa. Como introduzido na seção 3.3, as alternativas de desenho exploradas para o Brasil no contexto do presente projeto de P&D são mais inspiradas no modelo de *power pool* (modelo "americano", mais comum nos mercados dos Estados Unidos), que atribui mais responsabilidades ao operador do sistema no que diz respeito a representar o conjunto de restrições operativas do sistema em um problema de otimização integrado. Evidentemente, o operador do sistema também tem um papel importante nos mercados europeus, tendo como função assegurar que os fluxos elétricos físicos resultantes do equilíbrio de mercado são viáveis e respeitam critérios de segurança de suprimento. Entretanto, nos mercados europeus, este processo é em geral representado por uma *validação ex post* pelo operador do sistema de transmissão, no lugar de parte integrante da tomada de decisão de despacho e formação de preços.

O modelo "americano" certamente envolve uma representação mais detalhada das características físicas do sistema, e, portanto, tem o potencial de reduzir o custo operativo total devido à representação mais sofisticada do problema de otimização. Este é um dos motivos pelos quais optamos neste projeto de P&D por priorizar o modelo de *power pool*. A filosofia de implementação dos modelos europeus é que estes priorizam a representação do problema de despacho como se fosse um problema *financeiro*, abstraindo a maior parte das características *físicas* particulares do sistema elétrico – tais como a representação de restrições da rede de transmissão. Esta abstração da rede de transmissão envolve necessariamente algumas aproximações e hipóteses subjacentes sobre a realidade física do sistema – o que pode representar um obstáculo à sua implementação em países como o Brasil à medida que o aumento da penetração de renováveis leva a padrões mais imprevisíveis de congestão na rede de transmissão.

O princípio chave dos mercados de *power exchange* é que aceita-se essa potencial maior fragilidade do desenho de mecanismo no tocante à representação de restrições físicas, em troca de priorizar a liberdade e privacidade dos ofertantes no mercado: agentes na Europa tendem a se posicionar veementemente contrários ao que eles veem como uma atuação "truculenta" do operador do sistema nos mercados inspirados pelo modelo americano. A própria obrigatoriedade de que os agentes devem submeter informações detalhadas sobre a intimidade das restrições operativas da usina para um ente centralizador (como visto na seção 5.3) não é bem vista pelos agentes europeus, devido à possibilidade de haver informações industriais sensíveis envolvidas – motivando assim a adoção de uma estrutura de ofertas agnósticas por tecnologia, em que os agentes de mercado submetem ao operador apenas o mínimo de informação necessária para a otimização financeira. Similarmente, no modelo europeu, o operador tem menos poder de "obrigar" que os geradores sigam determinado cronograma de operação: há um trabalho de coordenação, e de rejeição de ofertas impossíveis de se acomodar fisicamente, mas em última instância os próprios agentes são responsáveis por determinar o seu próprio despacho de forma descentralizada.

É de se esperar que a filosofia mais financeira e mais descentralizada dos modelos europeus torne o processo de liquidação das ofertas recebidas no mercado mais intuitivo e transparente para agentes do setor e para o público em geral. Nas implementações de inspiração americana, são usados softwares

especializados com representação de uma série de aspectos físicos do sistema, que podem influenciar os preços de equilíbrio de formas que não são imediatamente óbvias e que exigem a análise de especialistas. Vale destacar, entretanto, que algumas das motivações que tornam o mercado europeu especialmente atraente tendem a ser menos relevantes em mercados como o do Brasil, nos quais já foi implementado um modelo baseado em custos (de característica muito mais centralizada). Em particular, a maior privacidade dos dados, maior autonomia dos agentes descentralizados e possibilidade de uso de *softwares* mais simples e mais transparentes não são argumentos tão motivantes para um mercado em que os agentes já estão acostumados a ter seus custos auditados pelo operador do sistema. Além disso, a perda de precisão na representação da rede e outras restrições físicas do sistema pode ser especialmente custosa para o caso brasileiro, em que o planejamento da expansão da transmissão não é tão folgado quanto na maior parte dos mercados europeus. Qualquer divergência entre o despacho ótimo *fisicamente factível* e o despacho resultante da representação idealizada ("financeira") do sistema elétrico geralmente implicará em custos que precisarão ser repassados ao consumidor final sob a forma de encargos de serviço de sistema – o que poderia comprometer a eficiência do modelo baseado em ofertas, especialmente comparado ao modelo baseado em custos atualmente vigente no Brasil.

Além desta diferença filosófica fundamental, há uma série de outras diferenças entre as implementações de mercados elétricos de inspiração "americana" e "europeia". Por exemplo, enquanto os mercados europeus tendem a trabalhar com representações *zonais*[34] dos mercados envolvidos, mercados americanos comumente usam uma representação *nodal* da rede de transmissão. Além disso, visto que no modelo europeu o operador não tem conhecimento a respeito das restrições operativas dos agentes, cada ofertante individual é responsável por assegurar que a sua oferta é compatível com suas próprias inflexibilidades operativas (como introduzido na seção 5.3). Devido a esta característica, os mercados europeus também têm a necessidade de que os agentes possam fazer múltiplas *interações* das liquidações de mercado, dando aos ofertantes a oportunidade de coordenar com o restante do mercado, de modo a ajustar o seu cronograma de despacho até que se chegue a um perfil de produção fisicamente viável. A possibilidade de ofertas iterativas pode ser aplicada tanto ao modelo americanos como ao modelo europeu, sendo tratada em mais detalhe na seção 7.4.

[34] Com exceção do Nordpool e da Itália, cada país europeu em geral é representado por uma única zona de preços.

13 ANEXO 4: EXEMPLO ILUSTRATIVO DE EXERCÍCIO DE PODER DE MERCADO

Como visto na seção 3.1, é desejável que os mercados tenham a propriedade de *truth-telling* – isto é, a estratégia que maximiza os lucros para o agente é oferecer uma curva de oferta representativa dos seus custos. Este princípio faz com que as ofertas preço-quantidade submetidas reflitam as reais disposições a receber (no caso de geradores) e a pagar (no caso de consumidores), resultando em uma alocação eficiente dos recursos disponíveis. A hipótese de ausência de poder de mercado é uma das hipóteses subjacentes mais fortes do modelo baseado em ofertas, tendo sido elemento recorrente deste relatório – tratada nas seções 3.5, 4.9, e 5.4, em particular. Neste Anexo apresentamos um exemplo numérico passo a passo para demonstrar alguns dos principais conceitos relevantes e ilustrar a prática de exercício de poder de mercado (bem como formas de mitigá-lo). Como apresentado na seção 3.2, será utilizado o modelo de curvas de oferta e demanda do sistema, agregando as ofertas individuais de cada agente, como ilustrado na Figura 16. Neste exemplo esquemático, a curva de oferta será uma função em degraus, em que as centrais são "empilhadas" de acordo com as quantidades e preços ofertados.

Figura 16 – Equilíbrio entre oferta e demanda no mercado elétrico[35]



Suponha inicialmente um sistema com apenas três centrais geradoras: A, com custo de produção unitário de 5 R$/MWh; B, com custo de 10 R$/MWh; e C, com custo de 15 R$/MWh. As três centrais possuem capacidade de 100 MW cada uma. Suponha também que, em dado momento, a demanda é de 150 MW – neste exemplo, a demanda é inelástica e determinística, além de não haver a possibilidade de os consumidores (ou seus representantes) submeterem ofertas. Vale destacar ainda que o produto oferecido por todas as centrais é perfeitamente homogêneo: não há nenhuma diferenciação do ponto de vista do consumidor entre a energia produzida por um agente ou outro. A solução ótima é calculada de forma simples, da mesma forma que se faria em um mecanismo de formação de preços por custos: a central A, mais barata, produzirá 100 MW e a central B, 50 MW, sendo o preço final de energia determinado pela central marginal (a B) como sendo de 10 R$/MWh.

Agora vejamos o que ocorreria em um mecanismo de formação de preços por ofertas. Por um lado, é evidente que se um gerador for despachado para produzir energia recebendo um preço menor que o custo que ele incorre para produzi-lo, ele terá prejuízo – um resultado pior, portanto, do que se o agente

[35] Fonte: https://www.slideshare.net/sustenergy/training-module-on-electricity-market-regulation-session-2-market-design

escolhesse simplesmente não participar do mercado. Portanto, o custo unitário de produção deve em tese funcionar como limite inferior para as ofertas individuais de cada central. Quando todos os agentes ofertam o seu custo marginal, entretanto, nota-se que este não é um equilíbrio estável: o agente B pode aumentar o seu lucro caso aumente a sua oferta de 10 R$/MWh (seu custo marginal) até um máximo de 14,99 R$/MWh[36] – neste equilíbrio, os agentes A e C não têm nenhum incentivo para mudar a sua estratégia, pois não podem aumentar o seu lucro oferecendo nenhum valor diferente dos seus custos marginais. Na teoria de jogos, a situação em que nenhum agente tem incentivo a desviar de uma certa estratégia, dadas as estratégias seguidas pelos outros agentes, é denominada equilíbrio de Nash.

O fato de o agente B ter incentivo a oferecer um preço acima do seu custo marginal (14,99 R$/MWh em vez de 10 R$/MWh) significa que o agente B possui *poder de mercado*. Apenas B possui poder de mercado neste exemplo, já que é a central marginal naquele momento, mostrando que o poder que um gerador tem de manipular os preços a partir de suas ofertas está associado à sua "criticalidade" para o sistema. Há diversas formas de se reduzir as oportunidades de exercício de poder de mercado pelas usinas: por exemplo, obrigando que grandes conglomerados sejam subdivididos em empresas ofertantes independentes, reduzindo as barreiras à entrada de novas usinas, e/ou permitindo à demanda realizar ofertas.

Por exemplo, se os consumidores apresentassem uma disposição a pagar por 150 MW de até 13 R$/MWh, a oferta de B (14,99 R$/MWh) não seria aceita e B seria obrigado a reduzir o preço cobrado a até, no máximo, 13 R$/MWh para não comprometer os seus lucros. Similarmente, quanto maior o número de geradores no sistema, maior a granularidade da curva de oferta, e mais uma vez o agente B pode se ver obrigado a reduzir os seus preços para competir. No limite, se houvesse neste exemplo outro gerador D de 100 MW com exatamente o mesmo custo unitário do gerador B, este não terá mais poder de mercado, já que sua estratégia que maximiza o lucro passa a ser ofertar o seu custo marginal real de 10 R$/MWh[37]. Além disso, pode-se argumentar que a existência de poder de mercado, ao trazer a oportunidade de lucros extraordinários, atrairia cada vez mais competidores para o sistema, até que o poder de mercado eventualmente se extinguisse. Consequentemente, como ressaltado na seção 4.3, é importante que exista um mercado de longo prazo saudável que reduza as barreiras à entrada para novos competidores, minando assim as possibilidades de manipulação de preços.

Da mesma forma como o custo unitário de produção funciona como um limite inferior para as ofertas dos geradores, se for permitido aos consumidores (ou a outra entidade que atue em nome deles, como a distribuidora ou o comercializador varejista) submeter ofertas de compra, a real propensão a pagar dos consumidores funcionará como um limite superior para suas ofertas. Da mesma forma que o exercício de poder de mercado por parte dos geradores é indesejável, pode ocorrer a situação inversa quando poucos agentes controlam as ofertas do lado da demanda, visto que eles podem manipular

[36] Admitimos neste exemplo que 1 centavo é a menor unidade que o agente B pode discriminar sua oferta de preço. Caso o agente B ofertasse 15 R$/MWh, sua oferta estaria "empatada" com a oferta do agente C, de modo que o agente B teria risco de não ser despachado, perdendo parte do seu lucro potencial. Já se o agente B ofertasse 14,98 R$/MWh, nota-se que ele poderia ganhar 1 centavo a mais oferecendo 14,99 R$/MWh, o que o levaria à mesma situação de despacho.

[37] Este exemplo segue a lógica da concorrência de Bertrand, na qual empresas competem a partir da fixação de preços. Existem outros modelos econômicos para a representação de oligopólio (como o modelo de Cournot) no qual a existência do gerador D ainda não é suficiente para levar ao equilíbrio idêntico ao mercado competitivo – entretanto, mesmo com representações alternativas, à medida que o número de empresas com características similares aumenta, a tendência é aproximar-se ao resultado de mercado competitivo (JEHLE; RENY, 2011).

preços para baixo, declarando valores inferiores à sua real disposição a pagar (uma situação conhecida como oligopsônio). O aumento no número de ofertantes pelo lado da demanda pode mitigar este poder de mercado, da mesma forma que discutido no caso de poder de mercado pelo lado da oferta. Desta forma, seja pelo lado da oferta ou pelo lado da demanda, a existência de poder de mercado leva a distorções e o caminho para mitigá-lo é virtualmente o mesmo.