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

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

Entregável 3: Proposta de desenho de mecanismo conceitual

Preparado para



Junho de 2021



PSR

Conteúdo

1 Contextualização 4

1.1 O projeto de P&D 4

1.2 O presente relatório 5

1.3 Estrutura do relatório 6

2 Modelo atual e princípios fundamentais 7

2.1 O modelo de despacho e formação de preços brasileiro 7

2.2 O Mecanismo de Realocação de Energia 7

2.3 Filosofia de desenho de mercado 8

3 Funcionamento base de um modelo baseado em ofertas 10

3.1 Motivação 10

3.2 Grau de isonomia e princípios para o desenho de mecanismo 12

3.3 Construção das ofertas preço-quantidade 19

3.4 Parâmetros de restrições operativas 24

4 O mecanismo de liquidação dupla 29

4.1 Motivação 29

4.2 Proposta de funcionamento 39

5 O mecanismo de contas de energia e reservatórios virtuais 46

5.1 Motivação 46

5.2 Funcionamento base 48

5.3 Representação das características físicas das hidrelétricas 55

5.4 Representação dos reservatórios virtuais 60

5.5 Conciliação por ajuste de proporcionalidade 65

5.6 Responsabilidades e incentivos aos agentes hidrelétricos individuais 66

5.7 Exemplo de consolidação de fluxos financeiros 69

6 Outras adaptações 79

6.1 Quem oferta por agentes em condição especial? 79

6.2 Limites para os preços 81

6.3 Mecanismos para atuação do operador sobre o mercado 85

6.4 Questões associadas à rede de transmissão 88

6.5 Ofertas não associadas a ativo físico 90

6.6 Mercados para reserva e demais serviços ancilares 91
6.7 Liquidações múltiplas 92
6.8 Temas a serem analisados nos próximos relatórios 92
7 Conclusões 94
8 Referências 96
9 Anexo 1: Glossário 98
10 Anexo 2: Detalhamento de liquidações de reservatório virtual 99
10.1 Componente de restrições de defluência mínima e usos múltiplos da água 99
10.2 Componente de liquidação "ponte" 101
10.3 Componentes de custo operativo 103
10.4 Componente de vertimento 104

1 CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 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.

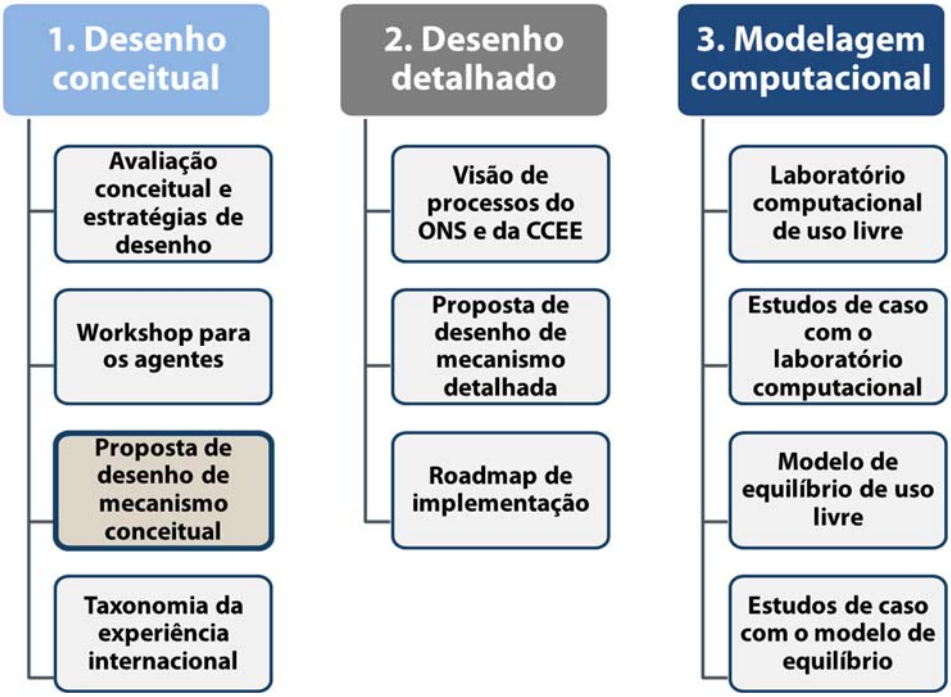
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em maio de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado "Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil". Este processo terá como executora a PSR e 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 relatório

O presente relatório é o terceiro entregável do projeto de P&D, pertence à Fase 1 do Projeto e intitula-se "Proposta de Desenho de Mecanismo Conceitual". O principal objetivo é elaborar uma proposta de desenho de mecanismo de formação de preços por ofertas que possa ser implementada no Brasil, levando em consideração as particularidades do setor elétrico brasileiro. A construção dessa proposta tem por base os diversos conceitos e alternativas de desenho que foram levantadas no Entregável 1 do projeto ("Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho"), bem como as discussões ocorridas no âmbito do Workshop realizado para os agentes do setor (Entregável 2) durante o mês de outubro de 2020.

A proposta apresentada no presente entregável será ainda aprofundada nos próximos relatórios (ver Figura 1), que explorarão temas como regras específicas a serem implementados por parte do ONS e da CCEE, mecanismos de mitigação de poder de mercado, procedimentos para atuação do operador sobre o mercado e outros mecanismos de suporte. Assim, o objetivo aqui não será definir todos os detalhes da proposta de mecanismo, mas, sim, apresentar as linhas gerais de seu funcionamento e estabelecer seus principais alicerces, sobre os quais aperfeiçoamentos e detalhamentos seguirão sendo desenvolvidos ao longo deste P&D.

1.3 Estrutura do relatório

Além deste capítulo de contextualização do projeto de P&D (capítulo 1) este relatório está organizado de acordo com as grandes categorias de adaptações que seriam necessárias:

- O capítulo 2 discorre sobre o modelo de preços vigente no Brasil e apresenta fundamentos a respeito das escolhas a serem tomadas pelos formuladores do novo mecanismo de ofertas por preços.
- O capítulo 3 apresenta as bases do mecanismo baseado em ofertas proposto;
- O capítulo 4 trata do mecanismo de dupla liquidação, fundamental para que os agentes informem sua disponibilidade honestamente e com antecedência para realizar o despacho dos geradores menos flexíveis com antecedência suficiente;
- O capítulo 5 introduz o mecanismo de reservatórios virtuais, que representa a forma pela qual a oferta de preços pode ser compatibilizada com o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- O capítulo 6 discute algumas questões adicionais que necessitam ser consideradas para introduzir a formação de preços por oferta no âmbito do Mercado de Curto Prazo do SIN e que serão exploradas em mais detalhe em Entregáveis subsequentes do projeto.
- Finalmente, o capítulo 7 apresenta conclusões.

2 MODELO ATUAL E PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS

2.1 O modelo de despacho e formação de preços brasileiro

Esta seção introduz de forma sumária aspectos relevantes do modelo de despacho e formação de preços utilizado atualmente no Sistema Interligado Nacional (SIN). O modelo vigente é o resultado de uma reforma realizada na segunda metade dos anos 1990. Ele passou por revisões importantes em 2002 (por conta do racionamento de 2001/2002), 2004 (novo modelo setorial) e 2021 (introdução de preços horários).

Neste modelo, as funções de despacho e funcionamento do mercado são realizadas por entidades distintas, porém de forma coordenada.

O despacho físico é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a partir de seu Programa Diário de Produção (PDP), que toma como insumo fundamental os resultados da execução sequencial de três modelos computacionais:

- O modelo NEWAVE, que calcula a política ótima de operação em nível de subsistema;
- O Modelo DECOMP, que traduz as decisões de operação do NEWAVE em decisões para usinas individualizadas; e
- O modelo DESSEM, que calcula o despacho em nível horário.

Os modelos são baseados em custos providos pela CCEE, segundo regras aprovadas pela ANEEL.

Os preços do Mercado de Curto Prazo são calculados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O cálculo é efetuado essencialmente com os mesmos modelos computacionais e dados empregados pelo ONS no cálculo do despacho, porém com algumas alterações e simplificações importantes – relacionadas às regras atuais do modelo de preços zonal brasileiro, pelas quais não pode haver diferenças de preços dentro de um mesmo submercado.

Os preços são calculados *ex ante*, ou seja, antes da realização do despacho. A contabilização, no entanto, é realizada com base em valores de geração e consumo medidos *ex post*.

2.2 O Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico que integra o funcionamento do MCP. Ele abrange as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) podem, opcionalmente, participar do mecanismo.

De forma simplificada, o funcionamento do MRE consiste no compartilhamento, para efeitos comerciais, da produção de energia total de seus participantes. O compartilhamento é atualmente realizado proporcionalmente às garantias físicas das usinas participantes, sendo que os valores das garantias físicas são determinados pelo MME e constam das outorgas das usinas. Assim, para efeitos do MCP, a energia alocada a cada usina participante do MRE não é a energia que ela produz fisicamente, e sim, uma fração da energia produzida pelo conjunto de usinas participantes do MRE, calculada como a razão entre a garantia física da usina e a soma das garantias físicas de todas as usinas participantes do MRE.

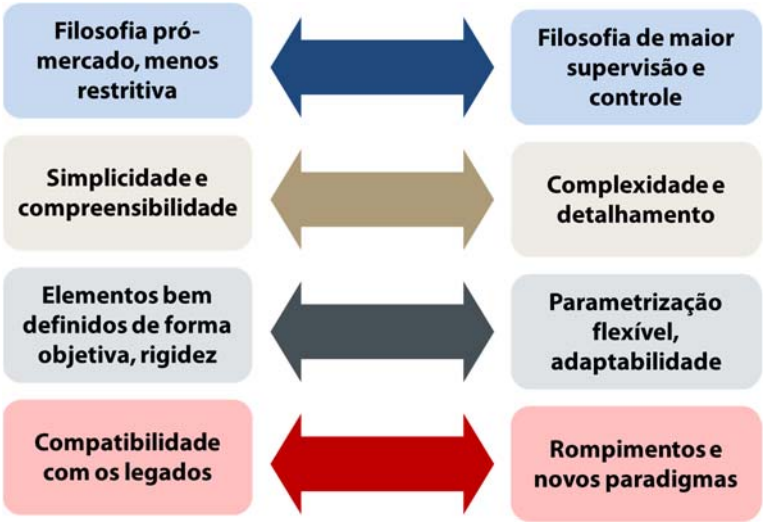
Desta forma, o MRE afeta a energia que cada uma das usinas participantes dispõe para efeitos de mercado de curto prazo, porém não afeta as energias das usinas que não participam do mecanismo.

Em um mercado baseado em ofertas, qualquer elemento de desenho que afeta os montantes de energia disponíveis para seus participantes evidentemente afeta a forma como eles farão as ofertas e os incentivos para as mesmas. Por outro lado, o MRE estabelece direitos para os agentes participantes, e esses direitos não devem ser desrespeitados. Sendo assim, não é possível separar o MRE do desenho de mercado por ofertas. O desenho proposto mais adiante contém adaptações ao MRE que ao mesmo tempo respeitam integralmente os direitos dos agentes participantes, permitem que os agentes participantes façam ofertas e que estas ofertas sejam ou não aceitas conforme seu preço seja menor ou maior do que o preço de mercado.

2.3 Filosofia de desenho de mercado

O desenho de mercados envolve uma série de *tradeoffs*, alguns dos quais são exemplificados na Figura 2 a seguir. Nota-se que, para cada um dos "eixos" de decisão identificados, um desenho de mercado pode escolher dar mais importância a um ou outro lado do argumento (cada um dos quais tem os seus próprios prós e contras). As explorações apresentadas no Entregável 1, "Avaliação conceitual e estratégias de desenho", tinham por objetivo explorar de forma concreta este espaço de possibilidades de escolhas possíveis.

Figura 2 – *Tradeoffs* em desenho de mercado



No presente relatório, é apresentada a consolidação de um desenho conceitual, com base nos princípios chave explorados no Entregável 1, adaptando para a realidade brasileira as características de modelos internacionais de mercados de eletricidade baseados em ofertas. A presente análise seguiu os seguintes princípios para a formulação de uma proposta de incorporação de ofertas de preços no Mercado de Curto Prazo do SIN:

- Simplicidade, ou seja, buscar o conjunto mínimo de elementos que permita o mercado funcionar;
- Não comprometer inovações futuras; e

- Alterar o menos possível os mecanismos e regras existentes, evitando possíveis contestações por parte de agentes do setor elétrico brasileiro.

3 FUNCIONAMENTO BASE DE UM MODELO BASEADO EM OFERTAS

3.1 Motivação

3.1.1 Fundamentos do modelo baseado em ofertas

Atualmente os modelos computacionais utilizados como suporte para a definição de um cronograma de despacho no SEB possuem informações técnicas de ativos de geração definidas por meio de auditorias. Ainda, uma parte destes modelos computacionais são responsáveis por definir o valor da energia (por meio do valor da água de usinas hidrelétricas), o qual serve como base de comparação com os custos marginais de operação de ativos termelétricos de modo a criar uma curva de ordem de mérito econômico (curva similar às observadas em teorias microeconômicas, em que as "ofertas" de agentes são ordenadas de maneira crescente).

No contexto de modelos computacionais, são utilizadas diversas premissas voltadas para perspectivas de variáveis aleatórias de modo a precificar o valor da energia em cada instante de tempo, o que inclui perspectivas de vazão, realização de demanda por eletricidade, disponibilidade de oferta de geração (o que inclui tanto falhas de operação de ativos, quanto produção de ativos renováveis e eficiências de ativos hidrelétricos) entre outras.

Além de premissas técnicas conforme mencionado, questões econômicas e aversão ao risco também são incorporados nos modelos computacionais de modo a capturar a visão do operador sobre a definição do cronograma de acionamento. É de se esperar que existam grandes divergências entre a visão centralizada do operador do sistema e as visões descentralizadas dos agentes, e que tais divergências possam gerar custos e compromissos que, de fato, não refletem a visão da sociedade.

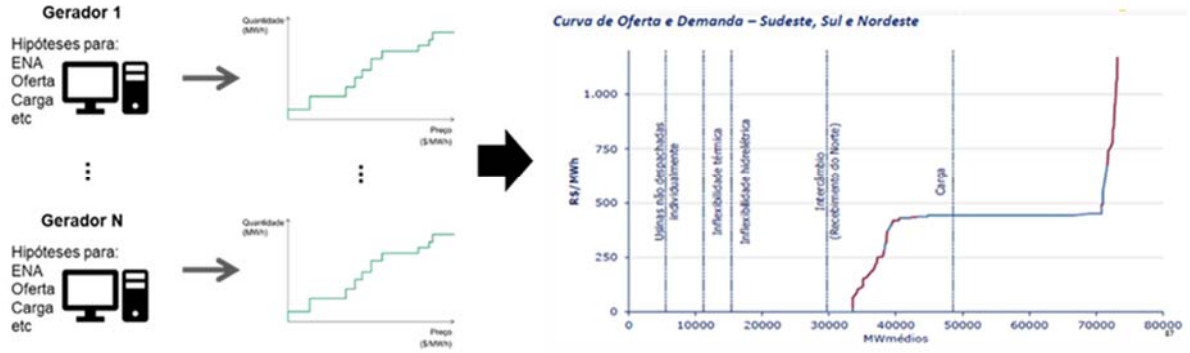
Portanto, o objetivo de mecanismos de oferta de preços é, de maneira geral, utilizar a visão da sociedade sobre os custos de operação de ativos e valor da água de reservatórios, além das preferências de consumo de acordo ao preço de energia, para guiar a operação do sistema. Esta alteração permite que questões como perspectivas de vazões e efeitos da economia sobre a realização da demanda por energia elétrica sejam resultado do conhecimento coletivo ao invés de uma visão centralizada.

Neste sentido, a ideia por trás do mecanismo proposto neste desenho conceitual é a substituição da visão centralizada de modelos computacionais pela visão coletiva dos agentes, cujos direitos de definição de suas ofertas de geração serão concedidos de maneira a serem incorporadas em modelos de despacho do setor elétrico. De modo simplificado, o conceito por trás é simplesmente substituir os custos e disponibilidades de ativos de geração calculados atualmente de forma auditada ou por modelos computacionais (como o valor futuro da água de reservatórios) por dados fornecidos diretamente por agentes responsáveis pelos ativos de geração, tecnologias ou energia armazenada. Estes dados seriam, por sua vez, inseridos em modelos computacionais de curto prazo que definirão o cronograma de acionamento para o dia seguinte (assim como é feito atualmente pelo modelo DESSEM).

A Figura 3 ilustra de forma simplificada o processo de definição da curva de ordem de mérito, que será um resultado da definição descentralizada de agentes do setor: cada gerador constrói sua oferta (com seus respectivos patamares de preço-quantidade), segundo as hipóteses que lhe pareça mais adequada, e a submete para o operador, que definirá as utilizarão para definir a ordem de mérito do sistema e o correspondente despacho. Cabe observar que a figura é meramente ilustrativa, e não incorpora diversos

fatores que seriam considerados no despacho real, como restrições de transmissão e ofertas de reservatório virtual.

Figura 3 – Processo de submissão de ofertas e definição da curva de ordem de mérito do sistema



3.1.2 Paradigma americano VS europeu

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 exchange*, são muito comuns na Europa. 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 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 geralmente realizado através de 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 se aceita 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 é vista com maus olhos, 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" os geradores a seguirem determinado cronograma de operação: há um trabalho de coordenação e de rejeição de ofertas impossíveis de serem acomodadas 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 há margens de capacidade menores na rede de transmissão comparativamente a grande 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* 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. 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 americano como ao modelo europeu.

3.2 Grau de isonomia e princípios para o desenho de mecanismo

Nesta seção, são apresentados argumentos e explorações da motivação por trás das escolhas de desenho de mecanismo construída. As recomendações de implementação são apresentadas nas seções 3.3 e 3.4. Em suma, o princípio da *isonomia* foi utilizado para guiar o desenho conceitual proposto, no qual diferentes tipos de agentes têm tratamentos análogos na sua representação no mercado de ofertas,

podendo submeter ofertas preço-quantidade idênticas, independentemente do tipo de agente (vide seção 3.3). Já no que diz respeito ao tratamento de restrições operativas, embora tenha sido explorada a possibilidade de tratamentos isonômicos mais radicais (como apresentado na seção 3.2.4), a proposta de desenho de mecanismo é mais próxima da representação atual utilizada no setor elétrico brasileiro no modelo DESSEM (vide seção 3.4). Nos dois casos, a formulação final do mecanismo de submissão destas ofertas preço-quantidade será consolidada no Entregável 6 ("Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada").

3.2.1 Princípio fundamental

Dentre os princípios que guiam o desenho de mercado, criar um ambiente em que seja obtido o maior benefício para a sociedade proveniente da interação entre agentes é um dos principais objetivos a serem alcançados. Para tal, faz-se necessário permitir que agentes atuem o mais livremente possível de modo que, ao passo que cada agente individual age exclusivamente com o intuito de obter maiores benefícios para si, o resultado da competição entre eles resulte em benefícios para a sociedade como um todo. Este princípio, que rege diversos tipos de mercados competitivos, advém da teoria econômica marginalista, possuindo forte base matemática e empírica que demonstra a sua validez (Schweppe et al. 1988, Mas-Colell et al. 1995, Hammond 1997, Green 2000).

Desta forma, com intuito de obter o menor custo total para a sociedade, a definição de um desenho de mercado deve considerar a flexibilidade da atuação dos agentes. Neste contexto, regras que flexibilizam a participação apenas de uma parcela dos agentes, enquanto "engessam" a tomada de decisões de outros, claramente limitarão a eficácia do mecanismo. Esta prática de tratar agentes de forma diferenciada, efetivamente "escolhendo vencedores", vai contra os princípios de um mercado competitivo e pode dificultar que os agentes mais eficientes (e que geram, portanto, maiores benefícios à sociedade) sejam devidamente premiados, caso o agente menos eficiente leve vantagem nas regras de desenho.

Para exemplificar a perda de eficiência causada pela falta de isonomia, toma-se como exemplo o processo de leilão a seguir. Duas empresas ofertantes, A e B, de capital nacional e estrangeiro, respectivamente, produtoras de produtos similares disputam vendas para um determinado consumidor. Dado que os produtos são exatamente iguais, o consumidor não teria incentivos a definir um vencedor deste leilão diferente daquele que ofertasse o menor preço de venda. Entretanto, se por algum motivo houver uma limitação na compra de produtos importados por um dado montante (sem entrar no mérito macroeconômico do efeito desta limitação), restringindo a oferta da empresa B, mesmo que esta tenha a oferta mais econômica, a eficácia do mecanismo é afetada diretamente simplesmente pela limitação na oferta dos participantes. Neste caso, a empresa A adquire uma parcela maior do mercado e poderá fixar preços maiores por seu produto, em detrimento do consumidor.

Embora o exemplo acima seja simplificado, o motivo por trás da necessidade de isonomia no mecanismo se adequa à lógica proposta para um mercado baseado em ofertas – restrições podem ser impostas não apenas com base na origem (nacional ou importada) do produto, mas também às tecnologias de produção. Impor restrições específicas para apenas alguns agentes restringe a competitividade do mercado, implicando em menor eficiência alocativa e maiores preços (Jehle and Reny 2011).

Neste contexto, o papel da isonomia atravessa grande parte dos pilares avaliados na definição de um desenho de mercado: mecanismos mais liberais vs. mais dependentes de auditorias centralizadas,

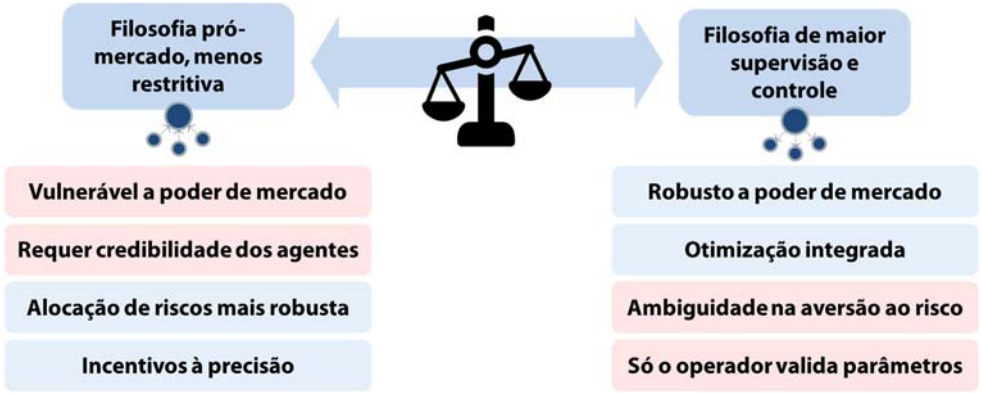
formato de ofertas, eventuais intervenções em caso de suspeita de exercício de poder de mercado, e outros.

Dados os pilares centrais de um mecanismo de oferta de preços a ser desenhado neste projeto, a isonomia entre os agentes é um bom princípio a ser seguido de forma a obter maior eficiência, garantindo que não haja tratamento preferencial de nenhum agente e que estes possam ofertar livremente sem que restrições não-físicas afetem a ordem de mérito econômica. Outra consequência importante do tratamento isonômico de agentes é a possibilidade de novos entrantes participarem de forma livre e competitiva do mecanismo de forma relativamente simples – já que ofertas não atreladas a tecnologias específicas podem mais facilmente acomodar este tipo de inovação. Tendo em vista a evolução tecnológica que cerca o setor elétrico, mecanismos mais isonômicos eliminam barreiras para o surgimento de novas tecnologias e permitem a fácil adequação de novos agentes.

Por outro lado, um elemento que precisa ser levado em conta é que, para que as ofertas sejam totalmente isonômicas, os agentes devem ter bastante *flexibilidade* na definição das suas ofertas, já que as ofertas "genéricas" devem ser capazes de abarcar todas as necessidades possíveis de diferentes tipos de agente. Entretanto, quanto maior a flexibilidade dada aos agentes para elaboração das suas estratégias de ofertas, maiores as possibilidades que eles têm de encontrar eventuais vieses e explorá-los para aumentar seus lucros indevidamente. Em um mercado totalmente competitivo, a teoria econômica diz que tais oportunidades rapidamente desapareceriam, já que outros agentes competidores buscariam adotar estratégias similares – e a competição entre os agentes acabaria eliminando qualquer oportunidade de exercer poder de mercado. Na prática, entretanto, o número de agentes ofertantes pode não ser tão elevado, e o número de estratégias combinatórias que pode ser construído pode aumentar de forma explosiva à medida que se oferecem possibilidades adicionais de oferta (como ofertas condicionadas, ofertas em bloco, e outras). Nessas situações, a possibilidade de abuso de poder de mercado deve ser levada em conta, e pode ser desejável introduzir certo nível de supervisão e controle sobre os participantes de modo que estas situações sejam evitadas, mitigando prejuízos para a sociedade.

A Figura 4 contrasta de forma esquemática as consequências resultantes de uma decisão de conferir maior liberdade aos agentes (tratando-os com total isonomia para a determinação das ofertas) e de uma opção por maior grau de supervisão. O desenho de mecanismo a ser implementado no Brasil deve buscar um equilíbrio entre esses dois extremos. O princípio da isonomia ainda deve nortear a proposta de desenho de mecanismo, oferecendo o maior grau de isonomia possível e liberdade para a tomada de decisão dos agentes, garantindo que assim os riscos e a assertividade em previsões sejam fruto de decisão individual (resultando em sinais de preços adequados para que sejam feitos investimentos que tragam benefícios coletivos). Contudo, sem ferir este princípio base, propõe-se inserir mecanismos de supervisão, punições a agentes que agirem de forma indevida, e algumas restrições ao formato das ofertas disponíveis a diferentes tecnologias de agente (como detalhado na seção 3.3) – com o objetivo de garantir que não haja *gaming* ou tentativas de manipulação de preços. Em particular, os mecanismos de mitigação de poder de mercado (introduzidos na seção 6.3.3 e que serão trabalhados no Entregável 6, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada") podem envolver um tratamento diferenciado por tecnologia.

Figura 4 – *Trade-off* entre maior liberdade aos agentes e maior supervisão

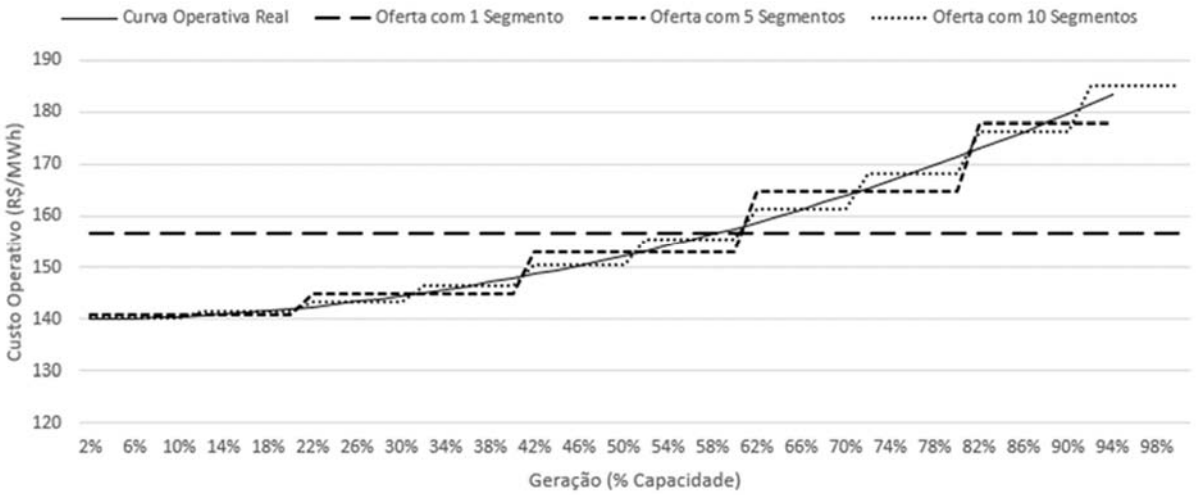


3.2.2 Isonomia no grau de detalhamento das ofertas preço-quantidade

As ofertas de pares preço-quantidade são comumente utilizadas em mercados elétricos com oferta de preços. Conforme explicado anteriormente, os pares preço-quantidade indicarão o montante total de energia – e o preço deste montante – que o agente ofertante está disposto a oferecer, sendo este um dos principais motivadores para a introdução do mecanismo de oferta de preços. O intuito de representar pares preço-quantidade é permitir que agentes apresentem seus custos para produzir energia em um determinado ponto de operação, o que pode variar dependendo do montante a ser produzido e da tecnologia utilizada. Desta forma, garantir que os agentes possam representar suas curvas de preço *versus* produção dentro de suas ofertas torna-se desejável, dada a maior similaridade do mecanismo com as questões físicas de alguns agentes.

Para ilustrar este conceito, tomemos como exemplo uma curva de operação hipotética de um empreendimento termelétrico.

Figura 5 – Curva de custos de operação hipotética de um gerador termelétrico



Notadamente, o custo do gerador termelétrico varia de acordo com sua saída (energia elétrica produzida). Neste sentido, é de se esperar que o agente que possua este tipo de empreendimento tenha interesse em expressar seus custos de acordo com a energia demandada pelo operador. Para possibilitar essa flexibilidade, o par preço-quantidade ofertado por este agente poderá ser subdividido em segmentos, indicando que o custo para gerar energia seria diferenciado para cada montante despachado.

Este mesmo efeito ocorre para o caso de hidrelétricas (devido à curva de produção), muito embora o mecanismo a ser apresentado em seções seguintes mitigará este efeito.

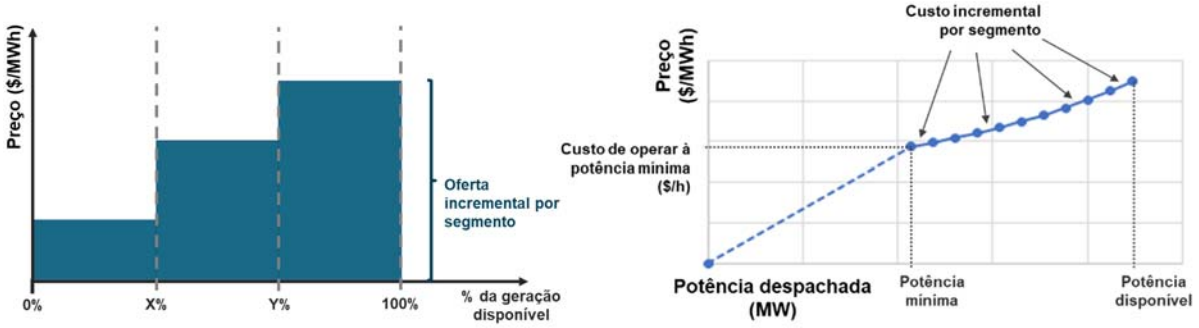
Por outro lado, usinas cujos custos de operação são nulos, praticamente desprezíveis ou constantes não teriam a necessidade técnica de declarar diferentes segmentos de pares preço-quantidade. Conforme discutido na seção anterior, é desejável o maior grau de isonomia entre os agentes, de modo a alcançar a máxima eficiência do mecanismo. Permitir que estes empreendimentos façam ofertas de preço-quantidade em segmentos levaria a representarem suas questões financeiras e aversões ao risco de forma mais acurada, caso acreditem que seja necessário. Vale destacar ainda que o monitoramento das ações dos agentes é fundamental para garantir que a liberdade fornecida não cause prejuízos por possíveis manipulações de resultados de mercado.

De modo geral, ao construir um desenho de mercado, além da liberdade de agentes, busca-se a simplicidade do mecanismo (o mecanismo deve ser o mais simples possível, porém deve endereçar todos os pontos que possam gerar fragilidades ou melhorar a eficiência). Na busca de um mecanismo mais simplificado (e consequentemente de maior aceitação e menores custos de transação), é de interesse reduzir o número de segmentos da oferta dos agentes a um nível mínimo que, ainda assim, garanta a representação necessária de suas características técnicas.

Na literatura, não há relatos de malefícios relevantes devido à maior discretização das ofertas de preço-quantidade. Contudo, dependendo do mercado, agentes podem ter a possibilidade de ofertar de 3 até 50 segmentos (Nordpool n.d., PJM n.d., Australian Energy Market Comission 2020 sec. 3.8.6, ISO New England 2020 sec. 2.2.3.2).

No caso específico do México, o número de pares preço-quantidade é distinto para cada tipo de agente. Agentes termelétricos, por exemplo, têm o direito de definir até 11 segmentos, garantindo maior representatividade da curva de eficiência do gerador. Renováveis, por sua vez, possuem 3 diferentes segmentos à sua disposição na hora da oferta. A Figura 6 ilustra o exemplo do mecanismo mexicano.

Figura 6 – Possibilidades para as ofertas preço-quantidade de renováveis (à esquerda) e de térmicas (à direita) no México



3.2.3 Isonomia na representação de restrições operativas

Embora os pares preço-quantidade sejam o principal ponto referente à oferta dos agentes, a adoção de um modelo em linha com o "modelo americano" (vide seção 3.1.2) requer a definição de restrições operativas (restrições técnicas de equipamentos) as quais serão utilizadas no modelo de otimização de despacho. A motivação da representação destas restrições técnicas é simplesmente aumentar o grau de aderência do cronograma definido pelo modelo computacional com as questões físicas do sistema real.

Espera-se que a definição destas variáveis manifeste representações físicas de equipamentos, como rampas operativas, mínimo tempo ligado/desligado etc., e não financeiras/risco, como pode ser o caso de pares preço-quantidade. Desta forma, a definição de restrições operativas é limitada a equipamentos que de fato se enquadram em um dado grupo com restrições técnicas – envolvendo, portanto, termelétricas, hidrelétricas etc.

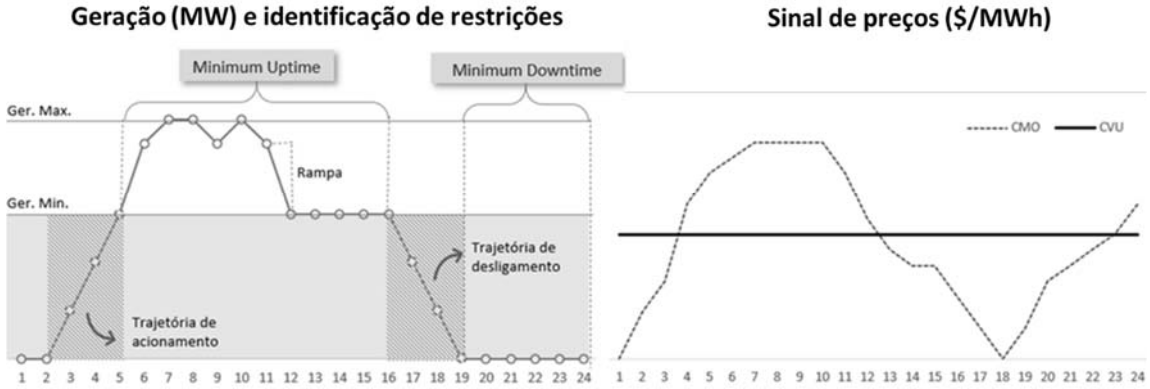
Estas restrições já fazem parte do atual modelo de decisão de despacho de usinas do setor elétrico (DESSEM). Hoje, o direito para declaração de restrições já é definido de modo descentralizado, em que o ONS recebe dados informados pelos agentes e os insere nos modelos computacionais de modo a obter o cronograma de despacho que respeite os limites operativos. No mecanismo brasileiro atual, entretanto, participantes do sistema brasileiro possuem poucos incentivos a fornecer informações acuradas ao operador: ao invés disso, restrições operativas tendem a ser mais conservadoras de modo a garantir, por exemplo, menores necessidades de manutenção ou menores riscos de operação de cascatas. Em particular, um grande número de geradores no Brasil atualmente declara um "mínimo tempo ligado" muito extenso, enquanto referências internacionais sugerem que as termelétricas seriam capazes de operar de forma mais flexível (caso fossem devidamente remuneradas para isso).

O mecanismo aqui proposto permite que agentes donos destes mesmos equipamentos venham a se beneficiar ao estabelecer suas restrições ao operador. Este processo deverá ser realizado de maneira transparente e previsível.

Nota-se que, ao limitar o tipo de tecnologia capaz de registrar suas restrições técnicas, o grau de isonomia no mecanismo é reduzido, o que é um dos pontos focais do desenho. Porém, dada a motivação para definição de parâmetros técnicos (representação de limites de equipamentos), não é visto ganho em permitir que outros agentes que não possuem tais restrições venham a defini-las. Com isso, o objetivo do mecanismo ao permitir que alguns agentes forneçam suas informações é induzi-los a tornarem-se o mais flexíveis possível, de maneira que suas operações sejam mais eficientes e garantam o aceite de suas ofertas.

A Figura 7 exemplifica o efeito das restrições operativas sobre um gerador termelétrico hipotético. Nota-se que, na ausência de restrições operativas, a operação física da usina deveria ser obtida diretamente do sinal de preços: a ela entrega a sua geração máxima em todas as horas em que o custo marginal operativo (CMO) é superior ao custo variável unitário do gerador (CVU), e produz zero em todas as outras horas. Na prática, entretanto, o mínimo tempo ligado (ou mínimo "uptime") pode obrigar que o gerador continue a produzir mesmo em horas em que o custo marginal é menor (como exemplificado pelas horas 13 a 16 na Figura 7); e o mínimo tempo desligado (ou mínimo "downtime") pode impedir que o gerador volte a produzir mesmo que o custo marginal volte a subir (como exemplificado na hora 24). As rampas, trajetórias de acionamento, e trajetórias de desligamento também afetam o perfil de produção do gerador termelétrico.

Figura 7 - Efeito das restrições operativas sobre a operação e custo de uma termelétrica hipotética, ao longo de 24 horas de operação



3.2.4 Possibilidade de ofertas condicionais isonômicas

Uma outra possibilidade de implementação é a chamada *oferta condicional*. Caso uma oferta de um agente somente possa ser aceita caso uma outra oferta também seja, esta oferta é denominada de *oferta condicional*. Em linhas gerais, este tipo de oferta é basicamente um conjunto de ofertas vinculadas entre si, em que agentes somente estão dispostos a oferecer um par preço-quantidade na situação em que uma outra oferta também seja aceita.

Este tipo de mecanismo é muito utilizado no "modelo europeu" (vide seção 3.1.2), e é capaz de acomodar de forma mais geral e *isonômica* diferentes tipos de restrição operativa. Uma oferta condicional tipicamente envolve um agente fazer ofertas em "bloco" para diferentes horas da operação, que devem ser aceitas ou rejeitadas em conjunto. Por exemplo, um agente pode ofertar 20 MWh a um preço de 10 R$/MWh para determinada hora (digamos, de 14h às 15h), condicionado a que seja também acionado para operar na hora anterior (de 13h às 14h), para a qual ofertou um montante de 10 MWh a 30 R$/MWh. Uma oferta com este perfil poderia ser motivada, por exemplo, por tempos mínimos de acionamento e custos de *start-up*. Geralmente, este tipo de mecanismo é utilizado por empreendimentos que contenham restrições técnicas e que observem riscos caso fiquem sujeitos a operação restrita unicamente ao preço de energia.

Conceder tal liberdade aos agentes assegura que equipamentos – e inclusive novas tecnologias que venham a surgir no mercado – possam representar suas restrições operativas por meio das ofertas condicionais (que são bastante gerais e não impõem uma estrutura específica para as restrições operativas que seriam encontradas). Como discutido na seção 3.2.1, esta isonomia de tratamento da declaração de ofertas condicionais pode ser de interesse da sociedade, pois reduz as barreiras para entradas de novos agentes, bem como propicia a redução de riscos operativos de determinados equipamentos. Abaixo exemplificam-se ofertas condicionais para dois equipamentos distintos, que poderiam usufruir de maneira eficiente deste tipo de oferta.

- *Exemplo 1: Ativo termelétrico com mínimo tempo ligado.* Um exemplo de oferta condicional pode ser visto no caso de ativos termelétricos com mínimo tempo ligado (período em que a usina deverá estar obrigatoriamente ativa). Uma termelétrica com mínimo tempo ligado de 6 horas ofertará pares preço-quantidade de forma que, para que o operador aceite alguma das ofertas

deste ativo, será necessário aceitar todas as 6 ofertas (uma para cada hora), garantindo o *hedge* físico-financeiro da usina.

- *Exemplo 2: Equipamento de armazenamento de energia.* Um outro exemplo de ofertas condicionais consiste na simples operação de equipamentos de armazenamento de energia. Neste caso, um agente que possua este tipo de tecnologia deverá garantir que, ao ofertar energia, tenha armazenamento de energia suficiente para atendimento da oferta. Neste sentido, o agente poderá condicionar o aceite da oferta de venda (fornecendo energia ao sistema) em determinado momento ao aceite da oferta de compra (consumindo a energia necessária momentos antes). Isso permitirá a operação correta de tecnologias de armazenamento e redução da exposição de agentes.

Se por um lado este tipo de oferta permite que agentes tenham maior autonomia na definição de suas condições de geração, por outro lado haveria *redundância* na representação caso as termelétricas pudessem representar suas restrições operativas *explicitamente* (como explorado na seção 3.2.3) ou por meio de *ofertas condicionais*. Além disso, é relevante considerar que os agentes deveriam definir como alocar suas restrições operativas, o que gera maior grau de complexidade. Com base nestas considerações, considera-se que, ao menos em um primeiro momento, não é necessária a introdução de ofertas condicionais "genéricas" aos agentes do mercado brasileiro no desenho conceitual proposto.

3.3 Construção das ofertas preço-quantidade

3.3.1 Grau de detalhamento

Conforme mencionado, a definição de ofertas preço-quantidade por agentes visa representar a disposição a vender/comprar do agente, tendo em vista seus custos, lucros, oportunidades, parâmetros operativos etc. Entende-se, portanto, que há benefícios ao sistema de se poder representar curvas de oferta/compra de energia com maior grau de detalhamento. Contudo, para definir exatamente o nível de detalhe das ofertas de preço-quantidade a ser adotado, existe um *trade-off* importante, uma vez que, por um lado, poderá melhorar a representação física de equipamentos, mas, por outro, poderá trazer mais complexidade para o mecanismo.

Ao observar a implementação de outros sistemas, existe uma grande variação do nível de detalhamento. Conforme mencionado, o mecanismo mexicano permite de 3 a 11 pares (baixa flexibilidade), enquanto o mecanismo do *ISO New England* permite até 50 pares para quaisquer agentes (alta flexibilidade). Neste último caso, a representação de 50 pares poderá ser inócua, até porque grande parte das ofertas não usufruirão de todos os pares possíveis.

No caso brasileiro, é importante destacar que atualmente o modelo DESSEM já possui representação por segmentos para usinas termelétricas, denominadas como *parcelas comerciais* – como ilustrado na Tabela 1 para um importante gerador térmico representado nas bases de dados públicas do modelo. Essa representação é similar ao que se espera de ofertas preço-quantidade segmentadas, podendo ser traduzida facilmente para o mecanismo de oferta de preços.

Tabela 1 – Parcelas Comerciais da UTE Norte Fluminense (janeiro de 2021)

Parcela Comercial da UTE Norte Fluminense	Potência (MW)	Potência (% Capacidade Total)	Custo Operativo (R$/MWh)
NFUTNF-I	400	48.4%	81.96

NFUNF2-I	100	12.1%	93.02
NFUNF3-I	200	24.2%	177.88
NFUNF4-I	126	15.3%	437.66

Mecanismos de oferta de preço em outros sistemas permitem, em sua maioria, ao menos 5 segmentos para agentes ofertarem. Portanto, embora a definição do número de segmentos não esteja no escopo deste relatório (e, sim, no do Entregável 6 deste P&D, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada"), a princípio não são observadas restrições que impliquem em número baixo de segmentos.

3.3.2 Que agentes podem ofertar?

Discutimos em seções anteriores a possibilidade de agentes realizarem suas ofertas para que possam participar do mecanismo de oferta de preços de forma isonômica. No entanto, faz-se necessário listar cada possível participante do mercado de modo a mapear suas necessidades particulares e identificar possíveis fragilidades relativas à operação dos agentes. Apresentam-se abaixo possíveis agentes que teriam o direito à submissão de ofertas de preço-quantidade. Nota-se que esta seção diz respeito unicamente aos tipos de oferta que seriam *possíveis* do ponto de vista do *software* que receberia as ofertas dos agentes e montaria o problema de otimização do despacho: embora todos os agentes abaixo possam ofertar curvas preço-quantidade nos moldes apresentados na seção 3.3.1, os preços ofertados podem estar sujeitos a limitações introduzidas pelo operador com o objetivo de mitigar poder de mercado dos agentes (como introduzido na seção 6.3.3). Os parâmetros e detalhes de funcionamento deste mecanismo de mitigação de poder de mercado serão explorados em mais detalhe no Entregável 6 deste P&D, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada".

Proprietários de centrais termelétricas

Em diversos mercados em que aplica-se o despacho e formação de preços baseados em ofertas, a participação termelétrica (ainda) é majoritária no setor. Claramente, este tipo de empreendimento seria responsável pela definição de seus custos operativos e montante disponível para cada momento do dia, dado que os proprietários dos ativos possuem pleno conhecimento de suas questões técnicas. As termelétricas são talvez a tecnologia cujas restrições operativas são melhor conhecidas (como introduzido na seção 3.2.3, cujo tratamento será detalhado na seção 3.4). Nota-se que um tratamento similar poderia ser aplicado a todas as termelétricas, independentemente do combustível utilizado ou do seu custo variável unitário – embora tratamentos diferenciados possam ser introduzidos como parte do mecanismo de mitigação de poder de mercado (vide seção 6.3.3).

Proprietários de centrais renováveis não-convencionais

Embora usinas renováveis não-convencionais sejam muitas vezes associadas a um custo variável unitário igual a zero (sejam centrais eólicas, solares, biomassa com CVU nulo, ou outras), vale destacar que transferir a responsabilidade da definição da oferta de preço-quantidade do ativo ao proprietário da usina permitirá alocar esforços visando o aprimoramento da previsão de geração do parque. A acurácia da previsão da geração do ativo resultará em menores excedentes ou déficits de geração frente ao esperado, implicando em menores perdas financeiras do ativo em questão. Este fato pode ser facilmente observado pelo exemplo abaixo.

Suponha um ativo renovável cuja estimativa de produção esperada para uma dada hora do dia seguinte seja 10 MWh. No mercado de dia seguinte, o preço nesta dada hora é estimado em 100 R$/MWh, resultando em uma receita de R$1000 (= 10[MWh] x 100 [R$/MWh]) para esta hora. Contudo, no despacho em tempo real, um conjunto de usinas eólicas, incluindo este ativo, atingiram valores superiores àqueles ofertados no mercado de dia seguinte (supondo aqui 20% de aumento), ocasionando em redução do preço spot causado pela pressão de maior oferta de geração (80 R$/MWh). Neste sentido, o agente terá uma receita extra de R$160 (= 2[MWh] x 80 [R$/MWh]), totalizando uma receita de R$1160. Por outro lado, caso este agente pudesse realizar ajustes em sua oferta e, por interesse próprio, buscasse melhores estimativas de produção de seu ativo (frente a outros agentes/operador), o mesmo tenderia a ofertar sua geração de forma mais acurada no mercado de dia seguinte, i.e., ofertas os 12 MWh. Consequentemente, a receita de energia obtida por este ativo seria de R$ 1200 no mercado do dia seguinte e zero no mercado em tempo real. Caso outros agentes venham a atuar de maneira similar, o resultado do cronograma definido para o dia seguinte seria mais aderente à realidade operativa, enquanto os preços das liquidações seriam mais próximos (o que, no limite, zeraria os ganhos de agentes).

Além disso, é natural questionar a possibilidade de ativos renováveis não convencionais de ofertarem preços diferentes de zero no mecanismo, tendo em vista que haveria um descasamento do custo utilizado atualmente na modelagem do ativo e a oferta do agente, além de ser um fato promissor para execução de poder de mercado. Contudo, permitir que o agente declare o par preço-quantidade garantirá a possibilidade de incorporação de custos atualmente não observados em modelos computacionais. Para ilustrar esta questão, toma-se como exemplo uma usina eólica com custo operativo variável (O&M variável) de 5 R$/MWh. Em situações em que o preço no mercado spot estiver abaixo deste valor, é de direito do agente retirar sua oferta de geração, dado que a receita de mercado não seria suficiente para cumprir com os custos de O&M da planta.

Os possíveis danos causados pela flexibilidade associada a declaração do par preço-quantidade de usinas renováveis geralmente estão mais relacionados a manipulações de resultados de mercado (poder de mercado), que serão discutidas em relatório posterior (mais especificamente, no Entregável 6, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada"). Uma discussão mais detalhada sobre os possíveis benefícios e malefícios de permitir ofertas preço-quantidade de agentes renováveis – incluindo impactos sobre custos de transação, agnosticismo tecnológico, prevenção de preços extremos e incentivos à flexibilidade operativa – pode ser encontrada no Entregável 1 ("Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho").

Proprietários de pequenas hidrelétricas fora do MRE, incluindo pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais geradoras hidrelétricas (CGHs)

Excetuando usinas hidrelétricas que pertençam ao MRE, que terão procedimentos específicos discutidos no capítulo 5, agentes hidrelétricos devem expressar suas ofertas preço-quantidade baseados em suas perspectivas de valor futuro da energia armazenada (para aquelas usinas que consigam transferir energia entre etapas mensais/semanais) e expectativa de preços de energia para as horas do dia (para usinas que possuem regularização diária). Desta forma, agentes poderão estimar o valor da água em seus reservatórios e ofertar este valor no mercado de energia.

Esta transferência de responsabilidade permitirá que o conhecimento coletivo na estimação de vazões, por exemplo, seja transferido para o valor da água destas usinas não participantes do MRE, resultando em operação mais eficiente do sistema.

Proprietários de outras tecnologias que representem ativos físicos (e.g. baterias)

De modo geral, outros ativos físicos, sejam eles participantes ou não do sistema atual, e que influenciem de alguma forma a programação de despacho devido a injeções ou retiradas de potência/energia no sistema, devem ser capazes de exprimir seus custos e preferências por meio de ofertas de preço-quantidade. Isso também vale para ativos tecnológicos que não fazem parte do sistema elétrico atual, mas que possam vir a participar no futuro.

A eficiência do desenho do mecanismo está relacionada à exiguidade de barreiras para a participação de novos agentes e novas tecnologias. Neste sentido, o desenho do mecanismo de oferta de preços deverá ser realizado de modo a evitar que o mesmo se torne uma barreira para novos agentes, garantindo que tecnologias promissoras para auxiliar a operação do sistema, como é o caso de baterias ou usinas hidrelétricas reversíveis ("*pump-hydro power plants*"), também possam participar sem grandes obstáculos.

Consumidores (ou distribuidoras/comercializadores varejistas que os representem)

É comum no sistema brasileiro representar a demanda energética de modo inelástico, indicando que o consumidor, seja ele qual for, tem preferência por consumir energia independentemente do preço praticado. Todavia, explorar a relação de preferência dos consumidores frente ao preço da energia é uma alternativa que vem sendo adotada em diversos países, permitindo obter mecanismos flexíveis não apenas pelo lado da oferta, porém também pelo lado da demanda. Ao passo que consumidores venham a ser mais atraídos a participar do mercado de energia, garantir a expressão da disposição a consumir energia para cada nível de preço traz diversos benefícios para o sistema.

Além do mais, de forma análoga aos agentes renováveis não convencionais, permitir que a responsabilidade de estimar o montante de consumo para a definição de um cronograma de despacho seja transferida para o consumidor poderá garantir benefícios econômicos para agentes que o façam, e para a sociedade como um todo. Um dos benefícios observados por agentes consumidores é exatamente análogo ao exemplo apresentado para usinas renováveis não convencionais. Uma discussão mais detalhada sobre os possíveis benefícios e malefícios de permitir ofertas de agentes demandantes – incluindo impactos sobre custos de transação, agnosticismo tecnológico, prevenção de preços extremos e incentivos à flexibilidade operativa – pode ser encontrada no Entregável 1 ("Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho").

Por outro lado, pode-se levantar questionamentos referentes à baixa atuação da resposta da demanda no sistema brasileiro atual, o que poderia indicar uma baixa necessidade de o mecanismo permitir que consumidores venham a exprimir suas ofertas de compra. Embora a atuação de consumidores no sistema brasileiro através de programas de resposta da demanda seja de fato baixa, a tendência mundial é de ampliação da participação do consumidor no mercado de eletricidade (os chamados "prosumidores"). Este mecanismo, portanto, não deve limitar a participação deste segmento simplesmente por sua baixa participação no sistema atual.

Importação/Exportação

Embora fixos, intercâmbios internacionais de energia atualmente são condicionados a preços e quantidades determinados e independem da tecnologia utilizada para produção de energia do país vizinho. No entanto, já há a previsão para a importação por ordem de mérito, o que é coerente com a proposta de formação de preços por ofertas: a participação destes agentes poderá ser representada em formato de par preço-quantidade, em que a utilização será condicionada ao nível de preço no mercado (não mais a decisões centralizadas definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética).

Dados os argumentos explicitados, todos os agentes listados acima seriam capazes de submeter ofertas de preço-quantidade para a definição do despacho do sistema. Ainda que não sejam observadas barreiras suficientes para que se limite o tipo de oferta de algum dos agentes, a definição final da possibilidade será tomada no Entregável 6 deste P&D, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada"

3.3.3 Inflexibilidade operativa e a curva de oferta preço-quantidade

Com a introdução do mecanismo baseado em ofertas, participantes do mercado poderão incorporar algumas questões operativas convenientemente dentro de suas ofertas, sem a necessidade de tratamento particular (a seção 3.4 trata de outras restrições operativas cuja incorporação não é tão imediata). Em particular, na seção 3.3.1 foi introduzido o conceito de "parcelas comerciais" atualmente utilizado no mercado elétrico brasileiro, que são uma representação *matematicamente equivalente* à representação de uma curva de ofertas preço-quantidade em múltiplos segmentos. Entretanto, o que pode não ser tão evidente é que a possibilidade de submeter ofertas preço-quantidade também oferece aos agentes de mercado a possibilidade de gerenciar as cláusulas de "Take-or-Pay" de seus contratos de combustíveis – que obrigam o agente a comprar uma quantidade mínima de combustível a cada mês (ou ano). Este tipo de cláusula implica em uma obrigação de despacho de ativos termelétricos (para consumir a quantidade mínima de combustível adquirida), que são representadas atualmente nos modelos computacionais do setor elétrico brasileiro como um parâmetro de "inflexibilidade" (obrigatoriedade de se entregar uma geração mínima em todas as horas do dia).

Em um contexto de um mercado baseado em ofertas, pode-se incorporar este tipo de cláusula por meio de pares preço-quantidade: uma oferta a um preço *negativo* representa a disposição do gerador a produzir "a qualquer custo", e teria efeito equivalente à representação de inflexibilidade operativa atual. Isto simplifica a representação do problema (já que o efeito da inflexibilidade é incorporado na curva de oferta, sem a necessidade de uma declaração separada), e ainda tem o benefício de permitir que os agentes de mercado voluntariamente façam a *gestão* da sua própria inflexibilidade sem a necessidade de intervenção do operador. Por exemplo, um agente pode, por iniciativa própria, *sazonalizar* ou *modular* a sua inflexibilidade, comunicando esta sua estratégia unicamente por meio das suas ofertas horárias. Além disso, no lugar de oferecer um preço negativo pela sua geração, o agente poderia oferecer um preço igual a zero, ou ainda um preço positivo caso encontre meios de negociar no mercado secundário a venda do seu excesso de combustível comprado dentro da cláusula *take-or-pay*. Um dos grandes benefícios do mercado baseado em ofertas é justamente que, ao oferecer aos agentes individuais os *sinais de preços* adequados, eles serão induzidos a tomar decisões e adotar estratégias inovadoras que contribuam para beneficiar o sistema como um todo.

Este tipo de mecanismo, permitindo que os agentes ofertem no mercado de energia preços nulos (ou mesmo negativos), servirá para qualquer necessidade de operação equivalente a uma operação "na base" – cabe ao agente fazer ofertas para garantir que ele seja acionado no período de inflexibilidade operativa.

3.4 Parâmetros de restrições operativas

Um dos pontos a serem questionados ao alterar o mecanismo de formação de preços é a definição de outros custos e restrições técnicas de ativos. Conforme já amplamente discutido, ninguém melhor que o próprio operador do ativo para apontar os dados operativos de seus equipamentos.

Atualmente, o despacho por custos utilizado no sistema elétrico brasileiro já contempla grande parte das restrições operativas de ativos termelétricos. Estas informações são utilizadas pelo modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) de modo que o cronograma de acionamento de usinas, que é definido em etapas de 30 minutos, respeite as limitações de ativos, garantindo a segurança na operação eletroenergética do sistema.

Embora estas informações sejam providas por agentes, não existem mecanismos que os incentivem a tornarem-se mais flexíveis ou, ainda, tornar as declarações mais acuradas, explorando ao máximo a flexibilidade dos ativos. A falta desta sinalização pode implicar em definições mais conservadoras visando menor desgaste de equipamentos ou menores custos de manutenção.

Neste sentido, o mecanismo de oferta de preços abre a possibilidade de que os agentes termelétricos também sejam encorajados a fornecerem dados operativos mais aderentes à realidade ou até mesmo a tornarem seus equipamentos mais eficientes de modo que lhes garanta maior competitividade no momento de definição do cronograma de despacho.

Nesta seção, tratamos apenas de restrições operativas de agentes termelétricos. A possibilidade de agentes hidrelétricos declararem seus próprios parâmetros operativos é tratada em mais detalhes na seção 5.6, já que deve conversar com o mecanismo de reservatórios virtuais a ser explicado naquele capítulo. Cabe observar também que o DESSEM não precisa incorporar necessariamente todas as restrições operativas existentes (por exemplo, outras restrições de renováveis não convencionais), dado que muitas das necessidades de representação física e/ou econômica poderão ser implementadas pelos próprios agentes no momento da elaboração das próprias ofertas de preço-quantidade – de modo que o benefício dessa representação no DESSEM pode ser limitado. Devido ao fato de as restrições operativas abaixo destacadas poderem ser definidas por parte de apenas alguns ativos (termelétricas), há alguma quebra de isonomia, contudo sem perdas significativas.

3.4.1 Representações atuais no sistema brasileiro

Por definir o cronograma de acionamento de usinas em etapas inferiores a horas, o modelo DESSEM já contempla diversas restrições operativas de equipamentos termelétricos. Apresentam-se abaixo restrições operativas já inclusas no modelo de curtíssimo prazo e que poderão servir como base para o mecanismo de oferta de preços.

Rampa de tomada/alívio de carga

Rampas de tomada e alívio de carga são restrições operativas que representam limites de variação de geração entre etapas caso o equipamento não esteja em trajetória de acionamento. Este tipo de restrição

limita a flexibilidade operativa de ativos, tendo em vista que a necessidade de alteração na saída dos geradores estará limitada ao valor declarado.

Trajetória de acionamento/desligamento

De maneira similar, a trajetória de acionamento/desligamento equivale a rampa de geração de ativos, contudo utilizada ao iniciar a partida/desligamento. Ao solicitar o acionamento de um determinado empreendimento, este possuirá limites e tempos estabelecidos de modo que o ativo possa atingir condições ideais para operação sem prejudicar a performance e a vida útil do equipamento. Assim, ao final desta trajetória, o mesmo estará disponível para pleno funcionamento.

Mínimo tempo ligado/desligado

As restrições de mínimo tempo ligado e desligado garantem que, ao acionar (desligar) os equipamentos, os mesmos sejam mantidos em operação (repouso) durante um tempo mínimo estabelecido. Em situações em que o preço de energia é inferior ao custo de operação da usina, porém esta ainda não cumpriu com o mínimo tempo ligado, a restrição implicará em acionamento do empreendimento, mesmo que seja mais custoso para o sistema.

Térmicas a ciclo combinado

As características técnicas de uma usina ciclo combinado permitem diferentes modos de operação devido à combinação da operação de seus equipamentos. Ainda, estes modos de operação resultam em características distintas, como geração mínima e rampa da usina termelétrica.

O modelo DESSEM já permite a definição de diferentes modos de operação para cada usina termelétrica, bem como definir características operativas relativas a cada modo.

Geração mínima se ligado

Após acionamento da usina termelétrica e de sua tomada de carga, a zona de operação do equipamento estará limitada pela geração máxima, como de costume, e pela geração mínima, a qual indica a menor quantidade de potência que o ativo poderá fornecer a cada instante de tempo.

3.4.2 Outras representações

Embora o modelo DESSEM possua uma variedade de restrições termelétricas representadas para a tomada de decisão de operação, existem algumas outras restrições que poderão ser inseridas no modelo de forma a trazer maior aderência à realidade operativa. Estas restrições, no entanto, são amplamente estudadas na literatura e não possuem grandes dificuldades adicionais frente às representações já endereçadas no modelo.

Sugerimos incorporar os itens listados a seguir na modelagem do DESSEM, para que a operação do sistema seja melhor representada e as decisões sejam guiadas de forma ótima.

Custo de arranque/desligamento

Uma vez que o acionamento e desligamento de usinas termelétricas requerem trajetórias limitadas em potência e tempo visando atingir condições ideais de operação, geralmente estes processos vêm

acompanhados de custos extras, que muitas vezes são desassociados à geração de energia propriamente dita. Como resultado, o maior número de acionamentos poderá trazer prejuízo para operadores de ativos caso estes custos não estejam representados e sejam reembolsados posteriormente.

Número de acionamentos

Os processos de acionamento e desligamento de usinas usualmente são processos que geram estresses nos equipamentos, haja vista que estes operam durante parte do tempo em zonas fora de suas condições ideais. Consequentemente, o estresse causado aos equipamentos requisitará maior frequência de manutenção, que, por sua vez, representa custos ao operador da usina. Como resultado, é de se esperar que, para manter a vida útil e reduzir custos de manutenção, donos de equipamentos termelétricos venham a limitar o número de acionamentos em um período de tempo.

3.4.3 Representação de restrições operativas como ofertas

A busca pela melhor eficiência da operação sistêmica contendo aprimoramento nestes dados operativos requer fornecer a estes agentes a possibilidade de declarar custos e limites operativos de seus equipamentos. Conforme mencionado, além de pares preço-quantidade, a estrutura de oferta de preços permite também que agentes donos de ativos termelétricos sejam capazes de realizar essas declarações, de modo que os incentive a tornarem-se mais eficientes e flexíveis.

De maneira a exemplificar este ganho, toma-se como exemplo a seguinte situação: uma termelétrica com oferta de geração de 50 MW a 100 R$/MWh está disponível para operação. Esta térmica contém uma rampa de operação de 10 MW/h. Em uma situação de variação repentina nos preços spot, que pode ser causada por reduções de produção de fontes intermitentes, por exemplo, os preços passam de 80 R$/MWh para 150 R$/MWh e assim permanecem por 3 horas em sequência. Na situação atual, a operação da termelétrica limitará sua geração a 10 MWh, 20 MWh e 30 MWh em cada uma das 3 horas, resultando em receita no mercado spot de R$ 9.000 (= 10[MWh] x 150[R$/MWh] + 20[MWh] x 150[R$/MWh] + 30[MWh] x 150[R$/MWh]). Contudo, caso este mesmo empreendimento consiga, por algum aprimoramento em seus processos (ou por maior estresse no equipamento), realizar maior variação de acionamento, aumentando sua capacidade de tomada de carga em 50% (i.e., restringindo-se em 15 MW/h), sua receita no mercado spot se tornará R$ 15.000 (= 15[MWh] x 150[R$/MWh] + 30[MWh] x 150[R$/MWh] + 45[MWh] x 150[R$/MWh]). Ao fim, cabe ao operador da usina a decisão de estressar o equipamento (ou investir em melhores processos), tendo em vista a receita extra obtida no mercado spot devido à essa flexibilidade. Neste exemplo simplificado, o benefício para o sistema foi capturado de duas maneiras distintas: por meio da maior flexibilidade operativa, resultando em maior segurança frente a incertezas, e possibilidade de redução do custo operativo total (caso a usina em questão conseguisse deslocar a oferta marginal que marcou o preço).

Por outro lado, destaca-se a necessidade de garantir o controle sobre agentes que possam exercer poder de mercado ao poderem variar suas ofertas.

Por meio deste simples exemplo e pela possibilidade de declaração de restrições e custos operativos por agentes termelétricos, levanta-se a discussão relativa à oferta destes agentes. Abaixo são apresentadas 3 diferentes alternativas a serem estudadas para que um agente termelétrico possa declarar suas restrições operativas (aquelas citadas nas seções 3.4.1 e 3.4.2). No Entregável 6 (“Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada”), será formulada uma proposta formal a respeito de um desses caminhos.

Ofertas fixas de parâmetros operativos

Ofertas fixas, como o próprio nome remete, designam ofertas imutáveis no tempo. Em outras palavras, uma vez definidos os valores de restrições e custos, os agentes deverão arcar com as consequências destas definições até o final de suas outorgas.

Um ponto positivo deste tipo de definição é o incentivo a evitar possíveis perdas ao longo da operação da usina. Devido ao risco da declaração de valores descasados com a realidade técnica do equipamento (podendo ocasionar perdas financeiras, caso mais flexíveis, ou redução da probabilidade de despacho, caso contrário) e a impossibilidade de reajustar a declaração, agentes buscariam concentrar esforços de obtenção de lucros em outras alternativas, incentivando-os a fornecer parâmetros mais próximos à realidade técnica.

Contudo, este tipo de oferta fixa desencoraja aprimoramentos e adaptações operativas para fornecimento de maior flexibilidade sistêmica. Uma vez definidos os parâmetros e custos, qualquer mudança técnica dos equipamentos não seria observada pelo sistema, reduzindo a atratividade de agentes por tornarem-se mais eficientes (uma vez que não serão recompensados).

Neste ponto o leitor poderá pensar em um parâmetro operativo que traga redução de custos para o empreendimento, como uma redução de custo de acionamento frente ao dado original, incentivando-o a ser mais eficiente. Embora o agente de fato possa conseguir lucro por meio deste procedimento, seu cronograma de acionamento poderia ser ainda mais eficiente caso este novo parâmetro fosse incorporado no modelo de despacho.

Ofertas fixas de parâmetros operativos com ajustes periódicos

Assim como mencionado, permitir a atualização de dados poderá servir como incentivo a agentes a buscarem maiores receitas por meio de maior flexibilidade operativa, ocasionando em benefícios para o sistema. Esta opção de oferta garante que os agentes respondam aos sinais de preço resultantes da operação do sistema. A alteração dos parâmetros técnicos poderá ser realizada em uma dada periodicidade, de modo que alterações em equipamentos possam ser incorporadas na decisão de operação do sistema e, ao mesmo tempo, agentes venham a ser responsabilizados por suas declarações.

Neste caso, a flexibilidade de ajustes nos parâmetros somente em determinados períodos ainda pressiona os agentes a evitarem descasamentos, tendo em vista que alterações descasadas com a realidade técnica poderão resultar nos mesmos riscos que apresentados anteriormente, porém por horizontes mais curtos.

Ofertas flexíveis de parâmetros operativos com limitações

Por fim, uma alternativa para definição de parâmetros técnicos é utilizar "benchmarks" como limites para usinas. Neste caso, o operador do sistema poderá ser responsável por definir "benchmarks" por tecnologia, de modo que agentes devem registrar parâmetros não menos flexíveis que os calculados pelo operador.

Desta forma, o operador definirá, por exemplo, tempo mínimo ligado/desligado padrão para tecnologias distintas (como carvão, gás natural ciclo combinado, gás natural ciclo fechado etc.),

enquanto agentes, que serão enquadrados em algum destes grupos, deverão definir seus parâmetros, limitando-os ao "benchmark" estabelecido.

Esta limitação garante que agentes não praticarão "*gaming*" sobre parâmetros técnicos, deixando os pares preço-quantidade como ponto focal para obtenção de seus lucros.

4 O MECANISMO DE LIQUIDAÇÃO DUPLA

4.1 Motivação

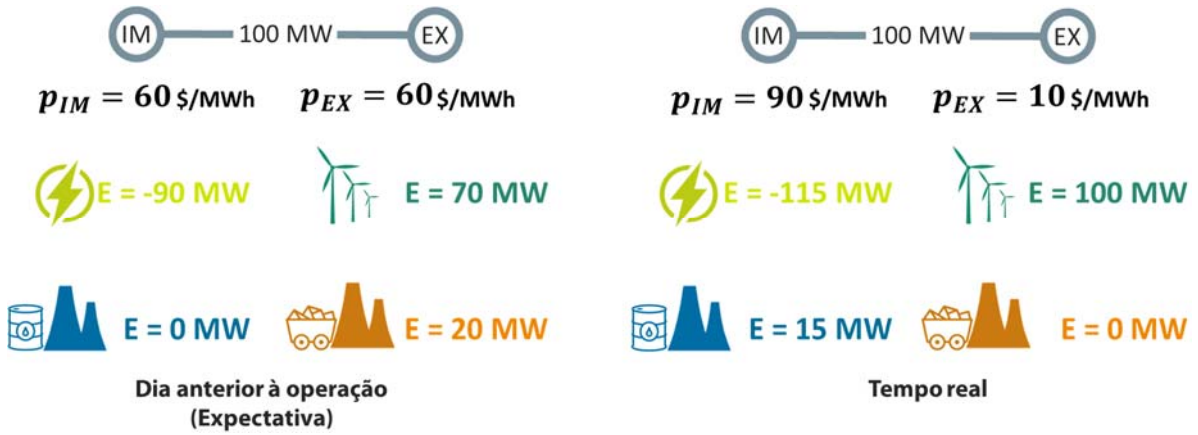
4.1.1 Fragilidades da liquidação única usada no modelo brasileiro

Embora o mecanismo adotado para realizar as liquidações financeiras de mercado não esteja intrinsecamente ligado a modelos baseados em ofertas dos agentes (seria perfeitamente possível adotar dupla liquidação em um modelo baseado em custos), trata-se de um elemento de desenho capaz de trazer consequências importantes para os incentivos percebidos pelos agentes, com impactos para a eficiência de mercado. Por este motivo, é necessário estudar a interação entre as ofertas dos agentes e o mecanismo de liquidação atual do Brasil, de modo a determinar possíveis efeitos adversos que este último pode causar.

Neste sentido, cabe notar que o Brasil adota um mecanismo de liquidação única pouco usual, em que o preço *spot* é determinado com uma semana de antecedência à operação real. Assim, a geração e a demanda efetivamente medidas (*ex post*) são liquidadas a um preço determinado *ex ante*. Cabe observar que, a partir de 2021, o preço da eletricidade passa a ser determinado em base horária, no dia anterior à operação (e não mais uma semana antes) – no entanto, a lógica de utilizar preços definidos *ex ante* para liquidar quantidades *ex post* seguirá em voga (ANEEL 2019, 2020).

Para ilustrar esse mecanismo, considere um exemplo simples, mostrado na Figura 8. Há dois submercados: um importador (IM), no qual estão conectadas uma demanda e uma central térmica a óleo com custo de 90 $/MWh, e um mercado exportador (EX), no qual estão conectadas uma central eólica, de custo 10 $/MWh, e uma central a carvão, que custa 60 $/MWh. Assume-se, por enquanto, que tais custos foram auditados – ou seja, os agentes não submetem ofertas e o mercado elétrico funciona exatamente como ocorre hoje no Brasil. Os dois submercados estão conectados por uma linha de transmissão com 100 MW de capacidade.

Figura 8 – Sistema elétrico exemplo: equilíbrio para dada hora da operação, segundo a melhor informação possível no dia anterior e em tempo real[1]



No dia anterior à operação, o operador realiza uma programação do despacho, em base às expectativas existentes naquele momento. Espera-se que, em dada hora do dia seguinte, a demanda vá ser de 90 MW

[1] Na figura, "E" representa a energia vendida (caso positivo) ou demandada (caso negativo) por cada agente.

e a central eólica gerará 70 MW[2]. Para gerar os 20 MW adicionais necessários, o operador, buscando a operação de mínimo custo, opta pela central a carvão, mais barata que a central a óleo. Nesta programação, os 90 MW gerados no submercado exportador são transmitidos para o mercado importador, sem congestionar a linha, e, assim, o preço nos dois submercados é o mesmo e igual ao custo marginal da central a carvão (60 $/MWh).

No dia seguinte, a operação real do sistema acaba sendo diferente do esperado. Uma onda de calor invade o submercado importador, os consumidores elevam seu uso de ar-condicionado e a demanda efetivamente medida é de 115 MW. No submercado exportador, as eólicas geram não 70 MW, como era esperado, mas 100 MW. Consequentemente, a linha de transmissão é congestionada – de modo que não se pode mais contar com a central a carvão – e a central a óleo é obrigada a operar e gerar os 15 MW adicionais. Os custos marginais neste caso são distintos em cada submercado[3], sendo de 90 $/MWh no submercado importador (igual ao custo marginal da usina a óleo) e de 10 $/MWh no exportador (igual ao custo da central eólica).

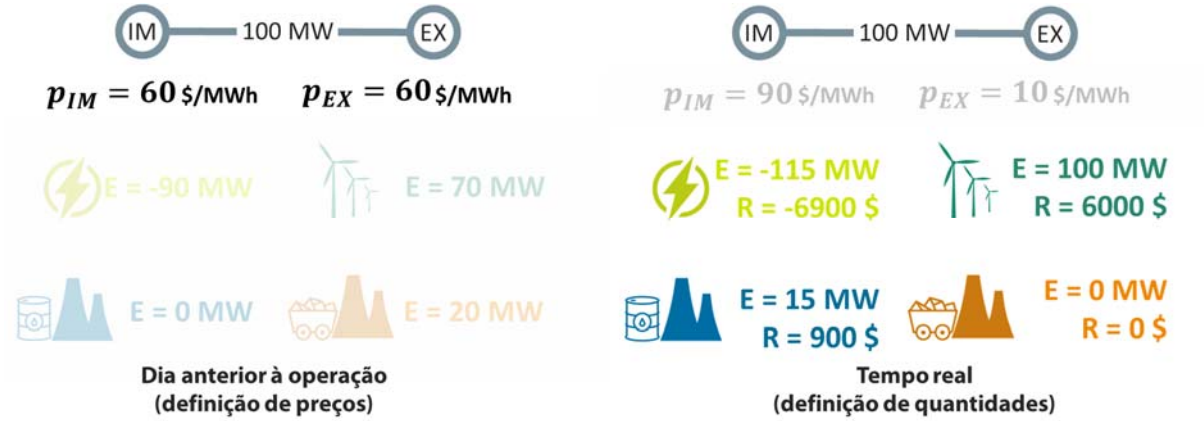
Nesse cenário, e com o mecanismo de liquidação adotado no Brasil, o recebimento ou pagamento de cada agente é determinado pela multiplicação do preço determinado no dia anterior pela quantidade gerada ou consumida (respectivamente) pelo agente. O consumidor pagará $115\ [MW] \times 60\ [\$/MW] = 6900\ [\$]$, a central eólica receberá $100\ [MW] \times 60\ [\$/MW] = 6000\ [\$]$ e a térmica a óleo recebe $15\ [MW] \times 60\ [\$/MW] = 900\ [\$]$[4]. A central a carvão nada receberá.

[2] Os exemplos deste capítulo tratarão sempre de um intervalo de uma hora. Por este motivo, usaremos MW e MWh como unidades intercambiáveis – uma geração de 1 MWh de energia ao longo de 1 hora significa uma potência média de 1 MW.

[3] Isso se deve à congestão da linha. Em geral, se não há congestões no sistema de transmissão, os custos marginais de todas as barras do sistema elétrico serão os mesmos – o que também implica que o montante total pago pelo conjunto de todas as cargas do sistema iguala o montante recebido pelos geradores. No caso de congestões, os preços em cada submercado podem ser distintos e os pagamentos serão maiores que os recebimentos.

[4] Na realidade, no atual mecanismo de liquidação brasileiro, uma vez que a central a óleo tem um custo de $15\ [MW] \times 90\ [\$/MW] = 1350\ [\$]$, ela receberá 450 $, adicionalmente aos 900 $ acima mencionados, de modo a cobrir seus custos (pagamento *constrained-on*). Esse valor é repassado ao consumidor na forma dos encargos de serviços de sistema (ESS) – de modo que o consumidor pagará, no total, $6900 + 450 = 7350\ [\$]$. Por didatismo, omitimos o pagamento de encargos na Figura 9 e Figura 10.

Figura 9 – Exemplo: funcionamento atual do mecanismo de liquidação brasileiro[5]

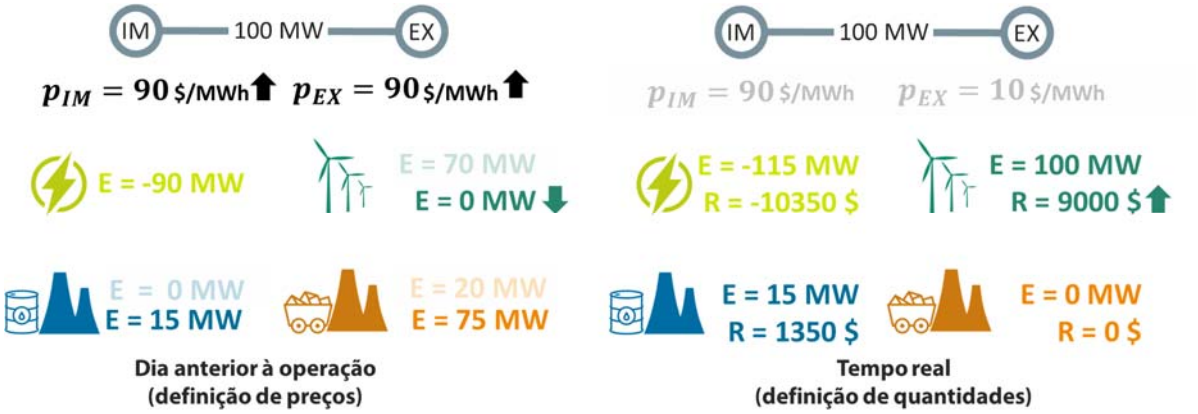


Esse mecanismo de liquidação possui algumas fragilidades, como levantado pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico organizado em 2002 (Comitê de Revitalização 2002a), mas tais fragilidades se manifestam mais raramente e são mais gerenciáveis pelo operador sob o enfoque de uma operação centralizada em um ambiente sem ofertas (ou seja, baseado em custos auditados), como a adotada atualmente no país. Entretanto, ao introduzirmos um modelo baseado em ofertas dos agentes, a estratégia de cada agente ao submeter suas ofertas pode ser influenciada pelo mecanismo de liquidação. Por exemplo, um problema surge quando nos perguntamos se a central eólica do exemplo acima teria incentivos para ofertar o que ela efetivamente espera produzir (70 MW) no momento da submissão das ofertas para o operador – isto é, no dia anterior à operação.

A Figura 10 demonstra o que ocorreria em um modelo de despacho baseado em ofertas se a central eólica decidisse não ofertar nenhuma energia no dia anterior à operação – assumindo, por simplicidade, que as centrais térmicas e o consumidor realizem ofertas coerentes com seus custos e expectativas reais. Nesse caso, o operador realiza a programação para o dia seguinte utilizando os modelos computacionais e procedimentos operativos que correspondam, tendo por base não mais custos auditados das centrais, mas as ofertas realizadas por cada agente – como explicado no capítulo 3. Como a central eólica não ofertou energia, o operador irá acionar a central a carvão – a segunda mais barata – até sua capacidade máxima, de 75 MW, e, para suprir os 15 MW restantes, utilizará a térmica a óleo, atendendo à demanda. Como não há congestão na transmissão, o preço nos dois submercados será o custo marginal da térmica mais cara (a óleo), de 90 $/MWh.

[5] Na figura, "E" representa a energia vendida (caso positivo) ou demandada (caso negativo) por cada agente e "R", sua remuneração (se positivo) ou pagamento (caso negativo).

Figura 10 – Exemplo: a central eólica não oferta energia, sob o mecanismo de liquidação brasileiro



Em tempo real, a operação será a mesma: a eólica gerará 100 MW e a central a óleo precisará ser acionada, gerando 15 MW. A remuneração de cada agente, no entanto, é alterada: a central eólica, ao reduzir sua oferta, conseguiu manipular os preços no mercado do dia seguinte e, assim, aumentar artificialmente a sua remuneração, de 6000 $ para $100\ [MW] \times 90\ [\$/MW] = 9000\ [\$]$. O consumidor deverá pagar $115\ [MW] \times 90\ [\$/MW] = 10350\ [\$]$, em comparação com 6900 $ do caso anterior[6].

Assim, a estratégia de não ofertar energia alguma no mercado acaba sendo lucrativa para a central eólica, apesar de não corresponder às suas reais expectativas. Além de onerar o consumidor, essa estratégia implica que a programação da operação feita pelo operador para o dia seguinte deixa de ser crível – ela passa a ser fruto das tentativas dos agentes de manipular preços, ao invés de corresponder às reais percepções dos agentes sobre as condições operativas do sistema – podendo impactar também no despacho físico efetivamente realizado. Apesar de este não ser o caso no exemplo usado, se houvesse a necessidade de tomar decisões operativas com antecedência de um dia, como o acionamento ou desligamento de uma central, seria essencial ter uma programação confiável da operação no dia seguinte.

Cabe notar que o exemplo foca na ação das centrais eólicas, mas outros agentes também teriam incentivos perversos no momento de realizar suas ofertas. O consumidor, por exemplo, também poderia fazer uma oferta de compra de energia inferior aos 90 MW esperados, buscando reduzir o preço de mercado e, assim, o seu pagamento, comprometendo ainda mais a confiabilidade da programação diária da operação.

Em resumo, no modelo de liquidação adotado atualmente no Brasil (liquidação única com precificação vinda do mercado *forward*), os geradores e consumidores não têm incentivo econômico a submeter a informação mais precisa possível ao operador. Pelo contrário, agentes poderão – uma vez implementado a formação de preços por ofertas – escolher aumentar ou reduzir a sua oferta de modo a manipular preços, com a garantia de que esta ação não gerará compromissos físicos ou financeiros de entrega (ou compra) de energia.

[6] A térmica a carvão também receberia um pagamento *constrained-off*, por estar despachada, mas não gerar, da ordem de $75\ [MW] \times (90 - 60)[\$/MW] = 2250\ [\$]$. Portanto, se considerarmos encargos, o consumidor deve pagar 12600 $, em comparação com 7350 $, no caso anterior.

4.1.2 Alternativas à liquidação única "modelo brasileiro"

Uma vez demonstrada a incompatibilidade entre o modelo de liquidação brasileiro atual e o mecanismo de formação de preços baseado em ofertas dos agentes, é preciso propor mecanismos que sanem as dificuldades apontadas. No primeiro entregável do presente projeto de P&D, "Avaliação conceitual e estratégias de desenho", foram levantadas diferentes estratégias de desenho possíveis para o mecanismo de liquidação, entre as quais o mecanismo de **liquidação única com preços determinados em tempo real** e o modelo de **liquidação dupla**.

O mecanismo de liquidação única com preços determinados em tempo real funciona tal como o modelo de liquidação brasileiro explicado na seção anterior, com a diferença de que os preços de energia são determinados em base à operação em tempo real – ao invés de resultarem do programa de operação realizado no dia (ou semana) anterior. Após a operação, calcula-se o custo marginal naquele período, e cada agente recebe (ou paga) pela quantidade gerada (ou consumida, respectivamente), avaliada segundo este preço. Os preços e o resultado financeiro dos agentes são integralmente determinados *ex post*, através do resultado do mercado *real-time* (Chao and Wilson 2001).

Nota-se que, nesse mecanismo, a programação do despacho feita no dia anterior serve somente como referência, sem gerar nenhuma obrigação física ou financeira. Consequentemente, como explicado no entregável de "Avaliação conceitual e estratégias de desenho", ainda é verdade que os agentes não têm incentivo econômico a submeter a informação mais precisa possível no momento de submissão de suas ofertas, no dia anterior à operação. No exemplo da Figura 10, em que a central eólica decide não ofertar energia no dia anterior à operação, tal decisão não afetaria sua remuneração em um mecanismo de liquidação única com preço definido em tempo real – já que os 100 MW gerados seriam integralmente remunerados pelos preços do tempo real, que não seriam alterados pela oferta da eólica. Em outras palavras, o gerador é indiferente em relação ao resultado da programação da operação do dia anterior e, portanto, não possui qualquer incentivo econômico a submeter ofertas corretas.

Além disso, uma vez que os preços calculados *ex-post* estão sujeitos a todas as incertezas da operação em tempo real – geração renovável, demanda, controle de frequência etc. –, estes tendem a ser mais voláteis que os preços calculados no dia anterior. Consequentemente, outra desvantagem desse mecanismo seria submeter os agentes a uma maior volatilidade de preços, em relação ao mecanismo de liquidação atual do Brasil.

Para resolver o problema de desalinhamento de incentivos apontado anteriormente – e para gerar incentivos a boas previsões, que se tornaram fundamentais com a disseminação das tecnologias renováveis e de resposta da demanda, e que são tema da seção 4.1.3 –, sugere-se a adoção de um mecanismo de liquidação dupla. Esta recomendação é respaldada, também, pela tendência internacional de migração de vários mercados para mecanismos de liquidação dupla. 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 (Batlle et al. 2018, Muñoz et al. 2020).

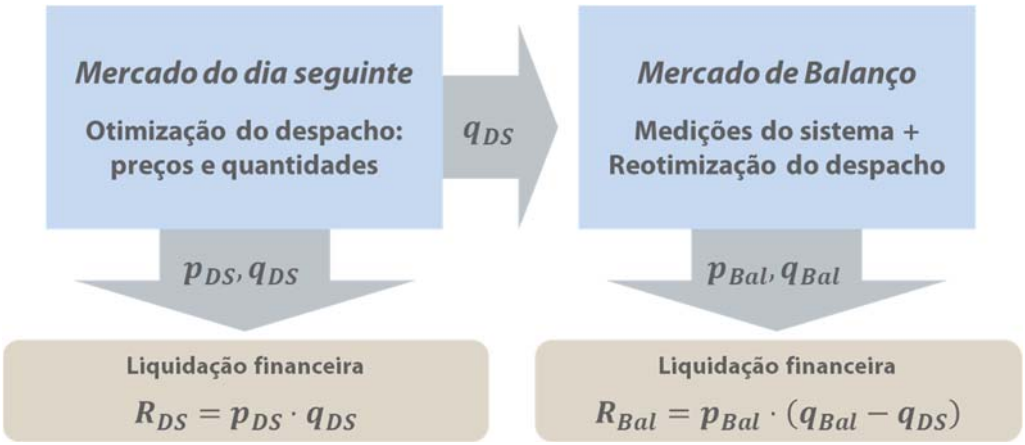
No mecanismo de liquidação dupla, cada agente pode submeter ofertas de compra ou venda de eletricidade no dia anterior à realização do despacho (o chamado mercado do dia seguinte ou *day-ahead*). Uma vez recebidas as ofertas de cada agente, o operador do sistema elabora um programa de operação para o dia seguinte, que gera obrigações financeiras vinculantes para os ofertantes. No dia

seguinte, após a realização da operação do sistema, ocorre o mercado de balanço, no qual são medidas as demandas e gerações reais do sistema e os geradores são penalizados (ou remunerados) se entregam um volume de energia menor (maior) que o prometido no dia anterior.

A Figura 11 mostra uma visão esquemática do funcionamento do mecanismo. Como resultado da otimização do despacho feita pelo operador no dia anterior à operação, em base às ofertas submetidas pelos agentes, ficam determinados o preço da energia no mercado do dia seguinte (p_{DS}) e as quantidades que cada agente deve entregar (q_{DS}). Esse programa permite que decisões operativas – como, por exemplo, acionar uma turbina com elevado tempo de subida – sejam tomadas com a antecedência necessária. A receita do gerador no mercado do dia seguinte (R_{DS}) é o simples produto entre preços e quantidades da simulação realizada com um dia de antecedência[7].

A operação real, no entanto, pode ser distinta ao programa calculado no dia anterior, já que há incertezas que só serão conhecidas no momento da operação, como a geração renovável e a demanda dos consumidores, ou mesmo usinas que se declarem indisponíveis. O mercado de balanço, realizado *ex-post*, se baseia nas gerações e nos consumos de fato observados. Após medições de geração e consumo, tais quantidades são utilizadas pelo operador para calcular um novo preço de equilíbrio (p_{Bal}) para o sistema. Um gerador receberá no mercado de balanço o equivalente à *diferença* entre a quantidade efetivamente entregue (q_{Bal}) e aquela ao qual ele se comprometeu no dia anterior (q_{DS}), avaliada de acordo ao preço *spot* calculado pela nova otimização do despacho (p_{Bal}) – em termos matemáticos, ele recebe $p_{Bal} \times (q_{Bal} - q_{DS})$. Nota-se que essa diferença pode ser negativa ou positiva. Se é negativa, o agente entregou menos energia que o prometido, e tudo se passa como se ele tivesse de comprar essa diferença em tempo real, ao preço p_{Bal}; se é positiva, o agente entregou mais energia do que o esperado, e receberá por esse excedente gerado, que também é avaliado ao preço p_{Bal}[8].

Figura 11 – Funcionamento do mercado com dupla liquidação



Com o mecanismo de liquidação dupla, é gerado um compromisso vinculante no mercado do dia seguinte, que é essencial para o adequado funcionamento do modelo de formação de preços por ofertas

[7] No caso de um consumidor, q_{DS} seria um valor negativo, representando a quantidade demandada de energia. R_{DS} também é negativo, representando um pagamento a ser realizado.

[8] No caso de um consumidor, a lógica é a mesma, mas q_{Bal}, q_{DS} são valores negativos. Portanto, $(q_{Bal} - q_{DS})$ é negativo quando se consome mais energia do que o que estava programado no mercado do dia seguinte, devendo se pagar por essa energia adicional (R_{Bal} negativo). Do contrário, $(q_{Bal} - q_{DS})$ e R_{Bal} serão positivos – o consumidor consome menos do que se havia programado, sendo recompensado por isso.

– especialmente em um contexto de aumento da participação das renováveis variáveis. Sem tal compromisso, os agentes poderiam ter incentivos para desviar da estratégia declarada no dia anterior, ou mesmo para submeter ofertas desvirtuadas, como exemplificado na seção 4.1.1, gerando problemas para a previsibilidade do despacho e adequabilidade de suprimento.

Voltando àquele exemplo, suponha agora que os pagamentos e recebimentos financeiros são calculados segundo um mecanismo de dupla liquidação e que todas as centrais elétricas e consumidores submetam ofertas ao operador segundo suas expectativas – sem tentativas de manipulação de preços de mercado. Neste caso, no mercado do dia seguinte, após o cálculo da operação de mínimo custo por parte do operador, a central eólica receberá $70\,[MW] \times 60\,[\$/MW] = 4200\,[\$]$ e a térmica a carvão, $20\,[MW] \times 60\,[\$/MW] = 1200\,[\$]$. O consumidor, por sua vez, pagará $90\,[MW] \times 60\,[\$/MW] = 5400\,[\$]$. No mercado de balanço, como visto, a liquidação é feita pela diferença entre as quantidades efetivamente verificadas e as contratadas no dia anterior, avaliada ao novo preço do respectivo submercado. Assim, por exemplo, a central eólica, ao gerar 30 MW a mais que o que havia sido contratado, recebe, após a realização do despacho, $30\,[MW] \times 10\,[\$/MW] = 300[\$]$. Já a central a carvão, por exemplo, ao ter entregado 20 MW a menos, terá de pagar $20\,[MW] \times 10\,[\$/MW] = 200[\$]$. Os recebimentos e pagamentos dos demais agentes seguem lógica similar e são mostrados na Figura 12. Cabe observar que o recebimento total de cada agente será a soma entre o que recebe no mercado do dia seguinte e o que recebe no mercado de balanço. Assim, a demanda pagará 7650 [$], a eólica receberá 4500 [$], a central a carvão receberá 1000 [$] e a térmica a óleo receberá 1350 [$].

Figura 12 – Exemplo: funcionamento do mecanismo de liquidação dupla[9]

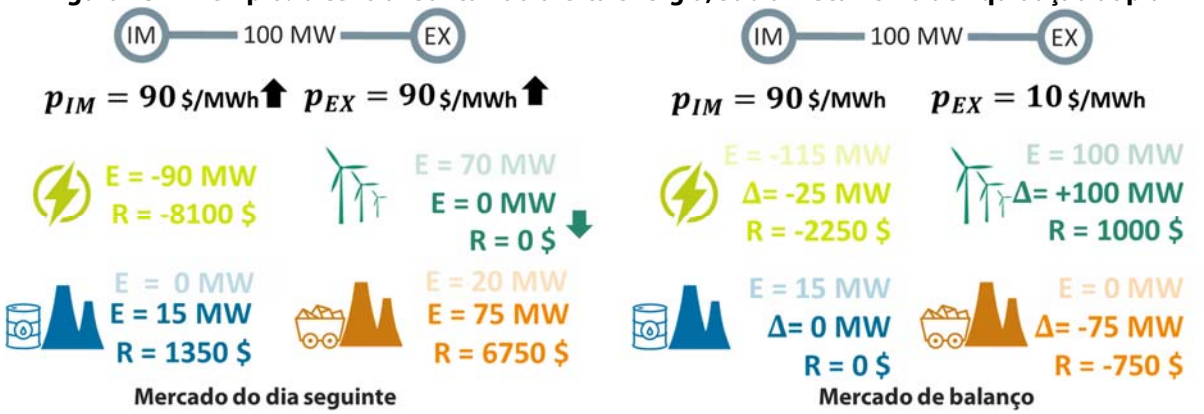


Sob o mecanismo de liquidação dupla, o gerador eólico não teria mais incentivos à não ofertar nenhuma quantidade de energia, como ocorria no mecanismo de liquidação única brasileiro. De fato, se ele adotasse essa estratégia, o preço no mercado do dia seguinte aumentaria para 90 $/MWh, da mesma forma que no exemplo da Figura 10. No entanto, como esse aumento de preços é refletido apenas na liquidação realizada no mercado do dia seguinte – na qual a eólica nada ofertou – ele não impacta na remuneração da central eólica naquele mercado, de modo que essa estratégia não trará nenhum benefício econômico para o agente. Dito de outro modo, enquanto o gerador eólico receberia 4500 $ (somando as liquidações do mercado do dia seguinte e do mercado de balanço) se submetesse ofertas "corretas" (Figura 12), não ofertar energia alguma levaria a um recebimento de apenas 1000 $ –

[9] Na figura, "Δ" representa a diferença entre a energia oferecida (ou consumida) no mercado de balanço e a quantidade oferecida (ou consumida) no mercado do dia seguinte.

recebidos exclusivamente no mercado de balanço (Figura 13) –, sendo, portanto, uma estratégia que a central eólica nunca tomaria.

Figura 13 – Exemplo: a central eólica não oferta energia, sob o mecanismo de liquidação dupla



Cabe salientar que nenhuma das alternativas de desenho estará totalmente livre de poder de mercado. É possível que, mesmo após a implementação de um mecanismo de liquidação dupla, existam oportunidades de manipulação de preços no mercado do dia seguinte, principalmente se não forem implementados instrumentos de mitigação de poder de mercado – a serem explorados futuramente no Entregável 6 do presente projeto de P&D, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada". No entanto, a falta de um compromisso vinculante entre as ofertas realizadas no dia anterior à operação e as realizações em tempo real pode ampliar as oportunidades de manipulação do despacho por agentes detentores de poder de mercado, como demonstrado nesta seção.

4.1.3 Incentivos à qualidade da previsão com o mecanismo de liquidação dupla

Do ponto de vista do operador, é desejável que geradores renováveis, consumidores (ou agentes que os representem) e, mais geralmente, qualquer agente que tenha alguma incerteza com relação a sua produção ou consumo do dia seguinte realizem boas previsões – isto é, que tenham um estreito intervalo de confiança. Mais que isso, é desejável que tais agentes submetam ofertas coerentes com essas previsões, de modo que o operador possa preparar o sistema da melhor forma possível para a operação do dia seguinte. O mecanismo de liquidação dupla, como veremos, implica que os agentes serão indiretamente responsabilizados pelos seus erros de previsão, gerando incentivos econômicos para a precisão das previsões e ofertas.

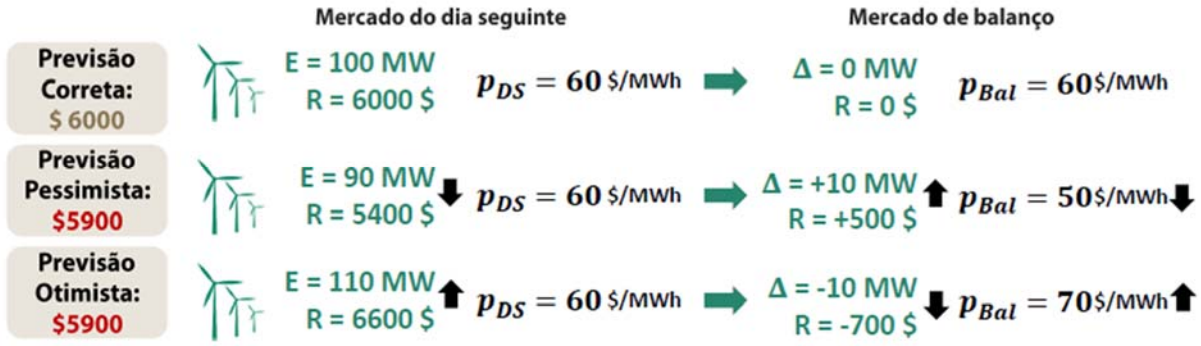
Existem duas formas pelas quais o mecanismo de dupla liquidação pune financeiramente um agente que submeta ofertas sistematicamente distintas das quantidades de fato verificadas durante a operação. A primeira é através de uma maior variabilidade das receitas. Por exemplo, se um gerador renovável prevê que não gerará energia no dia seguinte (e oferta quantidade 0 MW), mas no dia seguinte gera 10 MW, ele receberá no mercado de balanço um montante de $10 \times p_{Bal}$ – em que p_{Bal} representa o preço de equilíbrio do mercado de balanço. Note que, se o agente tivesse previsto corretamente e ofertado 10 MW, receberia $10 \times p_{DS}$, o que seria preferível, dada a maior volatilidade do preço do mercado de balanço (p_{Bal}) em relação ao preço do mercado do dia seguinte (p_{DS}).

Mais geralmente, boas previsões por parte de um agente permitem minimizar os desvios entre a quantidade ofertada no mercado do dia seguinte e quantidade verificada em tempo real, maximizando a remuneração no mercado do dia seguinte, menos volátil, e reduzindo os recebimentos ou pagamentos

no mercado de balanço, mais volátil. Consequentemente, o agente – seja ele uma renovável, uma distribuidora ou qualquer outro agente cuja oferta ou demanda seja incerta – diminui sua exposição ao risco financeiro ao realizar previsões mais certeiras. Ao contrário, um agente que faça previsões sistematicamente erradas terá uma remuneração com maior variância, apresentando maior risco para seus investidores.

A segunda forma pela qual um agente pode ser penalizado financeiramente por previsões equivocadas é através de uma *correlação negativa* entre preços e quantidades vendidas no mercado de balanço (isto é, preços mais altos no mercado de balanço tendem a estar associados a quantidades mais baixas). Para exemplificar, suponha que uma central eólica faça uma previsão correta de que irá gerar 100 MW. No mercado do dia seguinte, o operador otimiza a geração, encontrando um preço de equilíbrio de 60 $/MWh e o gerador receberá, consequentemente, 6000 $. A operação em tempo real ocorre exatamente como o previsto, o preço no mercado de balanço é o mesmo (60 $/MWh), e, como não houve desvios, não há recebimentos ou pagamentos do gerador no mercado de balanço (Figura 14). Se o gerador realizasse uma previsão pessimista, ofertando apenas 90 MW, sua receita no mercado do dia seguinte diminuiria para $90\ [MW] \times 60[\$/MWh] = 5400\ [\$]$. No entanto, o operador agora precisa suprir esses 10 MW de outra forma e decide acionar uma térmica com tempos para ligamento e desligamento elevados (decisão de *unit commitment*). A presença desta térmica em tempo real desloca geração mais cara e acaba por reduzir o preço no mercado de balanço para 50 $/MWh. Consequentemente, a remuneração do agente neste mercado será de $10\ [MW] \times 50[\$/MWh] = 500\ [\$]$, levando a uma remuneração total de 5900 $, inferior ao caso em que havia realizado a previsão corretamente.

Figura 14 – Exemplo de uma central eólica realizando previsões corretas, pessimistas ou otimistas



No caso de uma previsão otimista, em que o gerador renovável ofertasse 110 MW, a tendência seria contrária: o operador despacharia menos centrais térmicas no dia anterior e, consequentemente, teria menos flexibilidade para alterar o despacho em tempo real, resultando em uma operação mais cara, em que o preço do mercado de balanço seria superior, de 70 $/MWh. A remuneração da central seria também de 5900 $, dado que o aumento da remuneração no mercado do dia seguinte (em comparação ao caso em que houve previsão correta) é mais do que compensado pelos pagamentos a serem realizados no mercado de balanço.

Neste exemplo, assumimos que o efeito da oferta do gerador eólico no preço do mercado do dia seguinte seria insignificante (na prática, zero) em comparação ao impacto no preço do mercado de balanço. Esta hipótese surge do fato de que o problema de otimização do despacho realizado no dia anterior à operação é, em geral, mais flexível que o realizado no mercado de balanço, no qual decisões de *unit commitment* já foram tomadas.

O que ocorre no exemplo da previsão pessimista é que uma *redução na quantidade de energia ofertada* está associada a uma *redução do preço* observado no mercado de balanço, o que implica que os ganhos que o agente teria ao vender energia no mercado de balanço são mais que compensados pelas perdas no mercado do dia seguinte. A mesma correlação (positiva) entre quantidade ofertada e preço no mercado de balanço vale para o caso da previsão otimista (um aumento da quantidade ofertada aumenta o preço no mercado de balanço), implicando que ganhos financeiros com a venda de energia no mercado do dia seguinte são mais que compensados pelos gastos com a compra de energia no mercado de balanço.

Nem sempre haverá essa compensação entre as perdas e ganhos financeiros no mercado do dia seguinte e perdas e ganhos no mercado de balanço. Dito de outra forma, é possível que haja situações nas quais um agente com poder de mercado receba benefícios econômicos ao ofertar quantidades distintas daquelas efetivamente geradas. Mesmo nestes casos, haverá essa correlação positiva entre a quantidade ofertada e os preços no mercado de balanço, o que acabará impondo alguma penalidade a eventuais desvios entre a quantidade ofertada e as expectativas de geração – penalidade que hoje é inexistente no Brasil, como visto nas seções anteriores. Ainda que esta penalidade não venha a compensar totalmente os ganhos financeiros do agente, ela os limita e acaba por inibir desvios extraordinariamente altos entre a quantidade ofertada e as expectativas de geração. Portanto, é improvável que as ofertas ótimas divirjam muito do que seria o valor correto – levando também em consideração, como explicado previamente, que tal divergência aumentaria o risco financeiro. O efeito prático do mecanismo de liquidação dupla sobre as receitas e ofertas dos agentes do sistema pode ser simulado computacionalmente, de acordo com as regras de mercado (Barbosa 2020).

Cabe observar que, em um mercado competitivo, nenhum agente teria poder para alterar os preços do mercado do dia seguinte ou do mercado de balanço. Consequentemente, previsões equivocadas não poderiam trazer nenhum ganho. Muito pelo contrário, só aumentariam a volatilidade da remuneração do gerador ou consumidor. Assim, todo agente que não tenha poder de mercado terá incentivos para realizar boas previsões e submeter ofertas condizentes.

Também é importante destacar que é praticamente impossível que a quantidade consumida ou produzida no mercado de balanço seja exatamente aquela prevista no dia anterior, devido às inúmeras incertezas operacionais, como geração renovável, falha de unidades geradoras, condições meteorológicas, nível de demanda etc. Portanto, a afirmação de que os agentes tendem a realizar previsões corretas será observada apenas nas estatísticas de longo prazo[10].

4.1.4 Resumo: por que adotar a liquidação dupla?

Nesta seção 4.1, buscamos mostrar que o mecanismo de liquidação utilizado atualmente no Brasil seria incompatível com a formação de preços por ofertas. Como mostra o exemplo da seção 4.1.1, o mecanismo atual possui incentivos fracos, ou mesmo inexistentes, para que os agentes realizem ofertas coerentes com suas melhores previsões para as condições operativas do dia seguinte.

Em termos de operação do sistema, isso implica que o programa de despacho feito no dia anterior à operação seria pouco crível e não conduziria ao despacho mais eficiente possível do sistema. Por exemplo, haveria uma tendência de subestimar tanto a oferta renovável quanto a demanda do sistema,

[10] Ou seja, se for tomada uma média da diferença de quantidades entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço ao longo de um período suficientemente grande, esta deve ser pequena, ao menos em um mercado competitivo.

dado que esses agentes têm incentivos a ofertar quantidades mínimas de energia. Outras incertezas relativas à operação em tempo real (tal como o risco de indisponibilidade de unidades geradoras) também não estariam refletidas nas ofertas dos agentes. Essa falta de credibilidade das ofertas dos agentes levaria a uma incapacidade do operador para tomar decisões eficientes de *unit commitment*, afetando também a operação em tempo real do sistema.

Em termos financeiros, o exemplo da seção 4.1.1 mostra que o esquema de liquidação atual geraria, sob um modelo de formação de preços por ofertas, oportunidades de manipulação de preços e lucros indevidos para os agentes. Mesmo agentes que tenham relativamente pouco poder de mercado poderiam realizar ofertas muito distintas daquelas que seriam ótimas para o sistema[11].

Por outro lado, o modelo de liquidação dupla, como visto na seção 4.1.3, gera adequados incentivos para que os agentes submetam ofertas coerentes com as condições operativas de tempo real. Isso se deve, primeiramente, à existência de um compromisso vinculante entre o mercado do dia seguinte e o tempo real, implicando que eventuais tentativas dos agentes de aumentar seu lucro em um desses mercados (do dia seguinte ou do de balanço) acabam reduzindo o seu lucro em outro – como mostram os exemplos da Figura 13 e Figura 14. Além disso, como o preço do mercado de balanço é usualmente mais volátil que no tempo real, ofertas que sejam as mais fiéis possíveis ao tempo real servem também para reduzir o risco ao qual está exposto o agente.

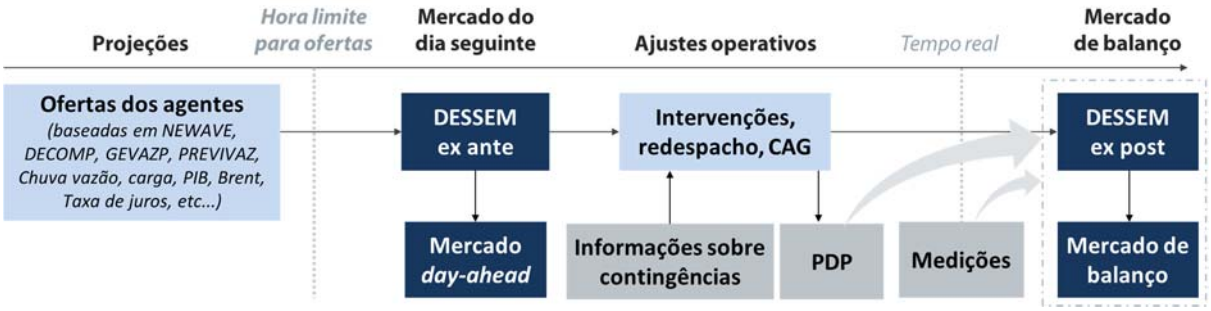
Portanto, o mecanismo de liquidação dupla gera incentivos para que os agentes realizem boas previsões (o que é altamente desejável em um contexto de aumento da participação de renováveis não despacháveis na matriz elétrica brasileira) e submetam ofertas corretas (isto é, coerentes com a melhor informação disponível aos ofertantes), gerando programas de despacho mais eficientes no dia anterior à operação. Ainda que o mecanismo não elimine totalmente a possibilidade de exercício de poder de mercado, ele reduz a lucratividade de tentativas de eventuais manipulações de preço, como explicado no parágrafo anterior.

4.2 Proposta de funcionamento

A Figura 15 representa o processo para a submissão de ofertas, programação da operação e realização das (duas) liquidações financeiras, dentro do mecanismo proposto para implementação no Brasil. Ele se constitui de quatro etapas: elaboração de **projeções** pelos agentes, realização da liquidação do **mercado do dia seguinte**, **ajustes operativos** e liquidação no **mercado de balanço**. As quatro subseções seguintes se dedicam à descrição de cada uma dessas etapas. Um detalhamento maior será tema para o Entregável 5 deste P&D, cujo escopo será especificamente a visão de processos do ONS e CCEE.

[11] Por exemplo, um consumidor (ou seu representante, como um distribuidor ou uma comercializadora) no modelo atual teria um gasto de $q_{Bal} \times p_{ds}$. A derivada dessa expressão, com respeito à quantidade ofertada, é $q_{Bal} \times (dp_{DS}/dq_{DS})$. Dado que essa derivada é positiva para um agente com poder de mercado, o consumidor minimiza seus custos ao declarar um consumo nulo. Isso é verdade mesmo que o valor da derivada seja muito pequeno – implicando baixo poder de mercado. Mesmo que o consumidor não tenha qualquer poder de mercado (derivada nula), ele seria indiferente entre declarar uma quantidade nula e a quantidade realmente prevista – o seu gasto seria idêntico.

Figura 15 – Esquemático dos processos de liquidação e programação da operação



4.2.1 Projeções

O processo se inicia com a formulação de estratégias de curto, médio e longo prazo por parte dos agentes, em base aos modelos, técnicas e critérios de aversão ao risco que lhes pareçam mais adequados. Como resultado dessas estratégias, a cada dia, antes de um horário limite pré-determinado, os agentes devem apresentar suas ofertas de compra e venda de energia – bem como ofertas de compra e venda de cotas de reservatórios virtuais, a serem discutidas mais detalhadamente no capítulo 5 – para as 24 horas do dia seguinte, de acordo com o formato e regras indicados nos demais capítulos.

No mecanismo proposto, o operador continuaria a realizar previsões centralizadas de demanda e geração renovável, aproveitando as capacidades já desenvolvidas dentro do ONS. No entanto, essas previsões não seriam usadas diretamente no mercado do dia seguinte para formar preços. Em vez disso, elas seriam disponibilizadas ao público, de forma a ancorar expectativas, e serviriam como "oferta padrão" caso algum agente não queira fazer suas próprias previsões. No entanto, os agentes renováveis e de demanda seguem livres para submeter as próprias ofertas, garantindo assim isonomia em relação às outras tecnologias e ofertantes do mercado.

Em outras palavras, com alguma antecedência em relação ao horário limite para submissão das ofertas, o operador divulga suas previsões de geração renovável e demanda. Os geradores renováveis e consumidores (ou agentes que os representem, como distribuidoras ou comercializadoras varejistas) podem, então, endossar a previsão do operador ou submeter uma oferta distinta.

Para exemplificar, suponha que o sistema elétrico possui dois agentes ofertantes pelo lado da demanda: uma distribuidora que provê energia ao mercado regulado e uma comercializadora que supre o mercado livre; além de duas renováveis: um parque solar no Nordeste e outro parque eólico no Sul. O operador elabora projeções de demanda para a distribuidora e para a comercializadora e projeções de geração para os dois geradores renováveis – associadas à localidade de cada um dos quatro agentes – e as disponibiliza publicamente. Os agentes podem, então, submeter ofertas de compra e venda de energia em quantidades diferentes do que o operador previu, se julgarem pertinente. Por exemplo, se o operador previu um consumo de 100 MWh no mercado regulado, mas a distribuidora considera mais realista a previsão de que o consumo seria de apenas 90 MWh, ela terá a opção de realizar uma oferta de compra de energia para esse montante no mercado do dia seguinte.

Se a demanda verificada for efetivamente de 90 MWh, a distribuidora é recompensada financeiramente por ter acertado sua previsão – como visto anteriormente, a distribuidora não efetuará pagamentos (ou recebimentos) adicionais no mercado de balanço, cujo preço é mais volátil. Se houver erros, e a demanda

for, por exemplo, de 95 MWh, a distribuidora será responsabilizada economicamente, e terá de pagar, no mercado de balanço, pelos 5 MWh adicionais.

Esse mecanismo, portanto, transfere a responsabilidade pela qualidade da previsão aos agentes – mesmo no caso de aceitação da previsão realizada pelo operador – permitindo que seus critérios de aversão a risco sejam mais bem refletidos no resultado de mercado e, consequentemente, levando a um uso mais eficiente dos recursos disponíveis. Esta é a lógica mais comumente usada em mercados internacionais com ofertas de renováveis, como nos mercados europeus, estadunidenses, colombiano e mexicano. O mecanismo de liquidação dupla gerará incentivos econômicos, como demonstrado anteriormente, para que haja uma boa qualidade das previsões.

A divulgação das previsões do operador reduz custos de transação, uma vez que garante aos agentes acesso aos resultados dos modelos e capacidades existentes do lado do operador. Se um agente considerar as previsões do operador suficientemente boas e julgar que não haveria ganhos em desenvolver capacidades próprias para a previsão de suas cargas ou injeções na rede, ele teria essa possibilidade (o que poderia ser especialmente vantajoso para agentes menores). Os agentes que adotarem a melhor estratégia – usar as previsões do operador ou investir em técnicas de previsão mais sofisticadas – terão vantagens competitivas.

4.2.2 Mercado do dia seguinte

Após o recebimento das ofertas dos agentes, o operador deverá executar o modelo DESSEM para a operação do dia seguinte. As curvas preço-quantidade oferecidas por cada agente se transformam em curvas de custo para as centrais elétricas incluídas no modelo, e as restrições operativas do DESSEM também são fixadas conforme as ofertas. Isto é, parâmetros do modelo que hoje são auditados passam a ser fornecidos pelos agentes através de suas ofertas[12] (conforme discutido na seção 3.4.3).

Os preços (horários e por submercado) e quantidades calculados como saída do modelo DESSEM resultam na primeira liquidação: no mercado do dia seguinte, geradores deverão receber pela quantidade despachada e consumidores pagarão pela quantidade demandada, avaliadas ao custo marginal do respectivo submercado[13]. Todas as variáveis necessárias para definir as liquidações – preços e quantidades geradas ou consumidas por cada agente – são resultados direto do DESSEM ex-ante. Como explicado mais adiante, esta execução do DESSEM ex-ante para efeitos de liquidação seria realizada pela CCEE.

Há uma mudança de perspectiva em relação à forma como são calculadas as liquidações atualmente no Brasil, uma vez que as quantidades de energia pelas quais os agentes são remunerados (ou cobrados) no mercado do dia seguinte não são as quantidades que serão efetivamente geradas ou consumidas em tempo real. As quantidades "reais" – ou, mais especificamente, seus desvios com relação à quantidade resultante do DESSEM *ex-ante* – serão valoradas em um momento posterior, no mercado de balanço.

[12] O termo "ofertas de restrições operativas" engloba tanto declarações dos parâmetros operativos dos agentes feitas uma única vez ou periodicamente, como declarações feitas por eles no momento de submissão de ofertas diárias.

[13] Atualmente, essa execução do DESSEM *ex-ante*, feita pela CCEE, não considera restrições elétricas internas. Isso obedece a lógica atual do mercado brasileiro, em que os preços são zonais (um preço para cada submercado). É importante observar que o desenho proposto no presente P&D é coerente tanto com esta atual forma de funcionamento, como com distintas granularidades espaciais para os preços de eletricidade. Em outras palavras, o esquema proposto não depende de (e nem impede) uma eventual adoção de preços nodais no Brasil – e de que as rodadas sejam feitas considerando restrições elétricas.

4.2.3 Ajustes operativos

Atualmente, o DESSEM resulta em uma proposta inicial para a programação do dia seguinte, que ainda será submetida a uma série de validações elétricas e ajustes. Por exemplo, alguns ajustes são necessários devido a imperfeições na modelagem (*unit commitment* hidráulico, linearizações, restrições hidráulicas complexas ainda não introduzidas no modelo etc.), outros ajustes, a redespachos oriundos de contingências informadas pelos próprios agentes. Esta etapa de simulações e validações elétricas e hidráulicas detalhadas refina a programação extraída do DESSEM e resulta no programa diário de produção (PDP).

Com a implementação de um modelo baseado em ofertas, ainda haverá situações em que o operador irá fazer ajustes operativos para fins específicos, de modo que as saídas do DESSEM poderão ser distintas dos resultados do PDP. Entretanto, como explicado no primeiro entregável do presente projeto de P&D, "Avaliação conceitual e estratégias de desenho", uma das vantagens do modelo de ofertas é que ele não requer que o operador represente com precisão em sua ferramenta computacional de despacho todas as restrições físicas de todas as tecnologias com precisão. Em vez disso, o próprio agente gerador pode assumir a responsabilidade de assegurar que o seu perfil de despacho ofertado seja fisicamente viável, incorporando em suas ofertas os custos associados às restrições físicas não representadas no DESSEM. Isto é, os agentes sempre podem usar as ofertas *ex-ante* para acomodar restrições. Portanto, ajustes operativos por parte do operador não são a única linha de defesa contra imperfeições da modelagem computacional.

Por esse argumento, vemos que diversos ajustes operativos podem ser evitados em um mecanismo de ofertas dos agentes. Mais que isso, o mecanismo será mais robusto quanto menos espaço houver para mudanças no cronograma de operação do mercado do dia seguinte. De fato, hoje, no mecanismo baseado em custos, em muitos casos, o operador confia em informações comunicadas pelos próprios geradores para montar o PDP. Porém, em um mecanismo baseado em ofertas, é importante que toda a declaração dos agentes tenha incentivos econômicos associados, sob o risco de fornecer a eles um canal pelo qual podem manipular o mercado e adquirir vantagens indevidas, ao custo da eficiência do sistema e aumento de custos para o consumidor.

Ajustes operativos, devem, portanto, ser evitados tanto quanto possível. Caso sejam absolutamente necessários, pode (ou não) haver implicações para as liquidações financeiras do mercado do dia seguinte. Dado que o PDP torna os preços resultantes do modelo DESSEM e as quantidades praticadas incompatíveis, podem tornar-se necessários encargos para que os agentes recuperem seus custos operativos.

Isso não significa, no entanto, que toda situação de ajuste operativo deva gerar encargos e/ou alterar as quantidades liquidadas no mercado do dia seguinte, dado que o agente pode se aproveitar da existência do mecanismo de encargos para receber lucros indevidos – ofertando um preço artificialmente alto para aumentar o valor do encargo a ser recebido. Portanto, **encargos também devem ser reduzidos tanto quanto possível**, pois podem gerar situações de manipulação do mercado por agentes ofertantes e desincentivos ao *truth-telling*.No entregável 6 ("Proposta de desenho de mecanismo detalhada") deste P&D, serão explorados em mais detalhes o funcionamento dos ajustes operativos e suas implicações para o mecanismo de ofertas e de liquidações. Em particular, serão explicadas de modo mais detalhado as situações de ajustes operativos que levam ou não à geração de encargos e como elas afetam as liquidações nos mercados do dia seguinte e de tempo real.

4.2.4 Mercado de balanço

A segunda liquidação, relativa ao mercado de balanço, tem como princípio básico que os agentes recebam (ou paguem) pela diferença entre as quantidades efetivamente geradas (ou consumidas) e as quantidades contratadas no mercado do dia seguinte, proporcionalmente ao custo marginal de operação em tempo real. Para aferição desse preço de tempo real, realiza-se uma nova rodada do modelo DESSEM, após a operação do sistema, com objetivos puramente financeiros. O preço-sombra dessa execução será o preço a ser usado para as liquidações do mercado de balanço.

Obviamente, se todas as quantidades (gerações e demandas de cada central e consumidor) no DESSEM forem fixadas conforme medido na operação real, não haveria nenhuma flexibilidade para o modelo – não seria possível alterar nenhuma variável de decisão – e, consequentemente, não seria possível extrair o preço-sombra da otimização. Portanto, nessa nova execução do DESSEM, apenas quantidades que sejam relativamente "inflexíveis" – por exemplo, geração renovável, demanda ou geração de centrais que se mostrem indisponíveis – devem ser fixadas de acordo aos montantes efetivamente medidos.

Dito de outra forma, a execução do DESSEM *ex-post* simula qual seria a operação ótima do sistema uma vez que todas as incertezas – de geração renovável, demanda, indisponibilidade, entre outras – tenham sido reveladas. Portanto, na rodada DESSEM *ex-post*:

- A geração de unidades eólicas, solares e de outras renováveis intermitentes é fixada conforme medições em tempo real;
- As cargas em cada barra do sistema são fixadas conforme medições em tempo real;
- Geradores elétricos que apresentem falhas ou indisponibilidades têm sua geração fixada conforme medições em tempo real;
- Agentes hidroelétricos que tenham sofrido ajustes operativos, entre a execução do modelo DESSEM *ex-ante* e o mercado de balanço, devido a restrições hidráulicas não representadas no DESSEM, têm sua geração fixada conforme medições em tempo real. O mesmo vale para outras tecnologias que o operador julgue necessário redespachar (na fase de ajustes operativos) por não estarem bem representadas no DESSEM – ainda que este tipo de ajuste deva ser evitado, se possível, como mencionado acima;
- Mais geralmente, qualquer agente que apresente inflexibilidade operativa em tempo real deve ter essa inflexibilidade fixada no modelo, conforme a realização em tempo real. Por exemplo, variáveis binárias que representem o acionamento de uma central térmica devem ser ligadas, se a térmica foi de fato acionada, ou desligadas, caso contrário;
- Para centrais elétricas e ativos físicos que não se encaixem nos casos anteriores, suas injeções e cargas na rede são consideradas como variáveis de otimização do modelo – ou seja, não são fixadas –, que deve utilizar as mesmas curvas preço-quantidade ofertadas no dia anterior e utilizadas na execução do DESSEM *ex-ante*.

A rodada do DESSEM *ex-post* logicamente não pode mais alterar o despacho físico do sistema, uma vez que este já foi realizado. Seu objetivo é unicamente calcular preços para a liquidação do mercado de balanço – não quantidades. A geração e consumo de cada gerador, sendo variáveis de decisão dentro do modelo – ao menos para alguns agentes – podem, perfeitamente, diferir dos montantes verificados. Como visto anteriormente, a remuneração (ou pagamento) de cada agente no mercado de balanço será

calculada pela multiplicação do preço de equilíbrio (p_{Bal}) resultante do DESSEM *ex*-post – para o submercado e hora de operação que o correspondam[14] – pelo desvio entre a quantidade verificada após a operação e a que havia sido vendida (ou comprada) no mercado do dia seguinte ($q_{Bal} - q_{DS}$). Ou seja, as quantidades de geração ou demanda a serem consideradas para liquidação são os valores efetivamente medidos, independentemente das quantidades resultantes da otimização do DESSEM *ex-post* – e independentemente do fato da geração do agente ser fixada no DESSEM *ex-post* ou não.

Considere o seguinte exemplo simples. O sistema contém duas térmicas, A e B, que ofertaram uma quantidade de (até) 100 MW cada, pelos preços de 10 $/MWh e 20 $/MWh, respectivamente. No mercado do dia seguinte, é prevista uma demanda de 10 MW, razão pela qual o DESSEM ex-ante despacha a térmica A e calcula o preço do mercado do dia seguinte como sendo de 10 $/MWh – correspondendo ao custo da térmica marginal (térmica A). Portanto, no mercado do dia seguinte, a térmica A receberia $10\ [\$/MWh] \times 10\ [MW] = 100\ [\$]$, pagos pelo consumidor (Tabela 2).

No entanto, a térmica posteriormente informa a indisponibilidade de um de seus geradores, e afirma que sua capacidade máxima, para aquele dia, será de apenas 8 MW. O operador, então aciona a térmica B, de custo 20 $/MWh, buscando gerar os 2 MW restantes previstos. Após as medições em tempo real, observa-se ainda que, em realidade, o consumidor demandou 11 MW. Como resultado, a térmica A despacha 8 MW – seguindo a indisponibilidade informada pela própria – e a térmica B gera 3 MW, de modo a atender a demanda adicional. O operador irá executar a rodada *ex-post* do DESSEM, fixando, como vimos, a operação da térmica A (uma vez que ela se declarou indisponível) em 8 MW e a demanda em 11 MW. A operação ótima será exatamente a que ocorreu em tempo real e o preço marginal será de 20 $/MWh (o custo da térmica B). As liquidações ocorrem segundo a multiplicação entre o preço (de 20 $/MWh) e os desvios entre a geração nos dois mercados. Por exemplo, o consumidor paga $20[\$/MWh] \times (11 - 10)\ [MW] = 20[\$]$ e a térmica B recebe $20\ [\$/MWh] \times 3\ [MW] = 60[\$]$. Uma parte do valor recebido pela térmica B (40 $) é paga pela térmica A, e corresponde ao pagamento por haver a substituído, e outra parte (20 $) é paga pelo consumidor, correspondendo à geração de 1 MW adicional, que o consumidor não havia contratado previamente (Tabela 2).

Tabela 2 – Remunerações e pagamentos de cada agente no exemplo de mercado de balanço

Agente	Mercado do Dia Seguinte			Mercado de Balanço			Remuneração total
	Preço	Quantidade	Liquidação	Preço	Quantidade	Liquidação	
Térmica A	10 $/MWh	10 MW	100 $	20 $/MWh	8 MW	-40$	+60 $
Térmica B		0 MW	0 $		3 MW	60 $	+60 $
Consumidor		-10 MW	-100 $		-11 MW	-20 $	-120 $

Em geral, se a otimização do DESSEM *ex-post* for mais "apertada" que a do DESSEM *ex-ante* – no sentido de que as restrições do problema impõem limites mais estreitos, reduzindo o espaço de possibilidades para a otimização –, o que pode ocorrer, por exemplo, no caso de uma demanda maior que a prevista, ou de falhas em importantes usinas do sistema, o preço do mercado de balanço tende a ser **maior** que o preço do mercado do dia seguinte. Assim, os agentes que tenham provocado essa resposta mais custosa do sistema em tempo real – por exemplo, os consumidores que previram sua

[14] Uma vez mais, observamos que o modelo proposto seria o mesmo caso se adotasse uma granularidade espacial e temporal distinta para os preços.

demanda erroneamente ou centrais que falharam – são adequadamente punidos, tendo de pagar, no mercado de balanço, pela quantidade não ofertada ou consumida em excesso a um preço superior. Do mesmo modo, agentes que tenham a capacidade de aumentar sua geração (ou reduzir seu consumo) para garantir a adequabilidade de suprimento sob tais condições mais adversas são também remunerados por sua flexibilidade – receberão no mercado de balanço, cujo preço aumentou, pela geração adicional que estão oferecendo ao sistema em relação ao que havia sido vendido no dia anterior. Do contrário, no caso de uma otimização mais "folgada" – por exemplo, com geração renovável não convencional superior ao que se havia previsto – o preço do mercado de balanço tende a ser menor e, pela mesma lógica, os agentes serão punidos pelos seus erros de previsão.

Uma última observação é que existe hoje uma diferença entre os dados de entrada utilizados para as rodadas do DESSEM executadas pela CCEE, para efeitos de liquidação, e pelo ONS, para a programação diária da operação. Idealmente, seria desejável que estas diferenças fossem minimizadas, de modo que os preços percebidos pelos agentes fossem os mais coerentes possíveis à realidade física da operação. Portanto, recomenda-se uma averiguação mais detalhada sobre as diferenças entre as duas bases de dados – da CCEE e do ONS – e possibilidades de compatibilizá-las ao máximo.

Em termos práticos, para a proposta ilustrada na Figura 15, a execução do DESSEM *ex-ante*, para fins de liquidação, seria realizada pela CCEE. A execução do DESSEM para realização de ajustes operativos e construção do PDP seria de responsabilidade do ONS. Após as medições, o ONS informaria à CCEE sobre os ajustes operativos e quantidades verificadas para que então a CCEE possa executar o DESSEM *ex-post* e liquidar as diferenças. Um desenho mais detalhado do mecanismo será estudado no Entregável 5 deste mesmo projeto de P&D, de "Visão de Processos do ONS e CCEE".

5 O MECANISMO DE CONTAS DE ENERGIA E RESERVATÓRIOS VIRTUAIS

5.1 Motivação

Na elaboração de um mecanismo baseado em ofertas para o mercado de eletricidade brasileiro, é essencial levar em conta o papel das hidroelétricas. Nota-se que esse tema teve papel de destaque nos Entregáveis 1 e 2 (respectivamente, "Avaliação conceitual e estratégias de desenho" e "Workshop para os agentes") do presente projeto de P&D, e que as hidrelétricas estiveram no coração de mecanismos propostos no passado adaptadas ao caso brasileiro (Comitê de Revitalização 2002b). No presente projeto de P&D, utilizou-se o mesmo ponto de partida de *reservatórios virtuais* explorado na proposta de 2002 e outros artigos da literatura (Barroso et al. 2012) para construir um desenho de mercado baseado em ofertas capaz de acomodar as particularidades do sistema hidrotérmico brasileiro. Como explorado no Entregável 1, uma das principais motivações por trás de adotar um mecanismo deste tipo é garantir a eficiência na coordenação das cascatas.

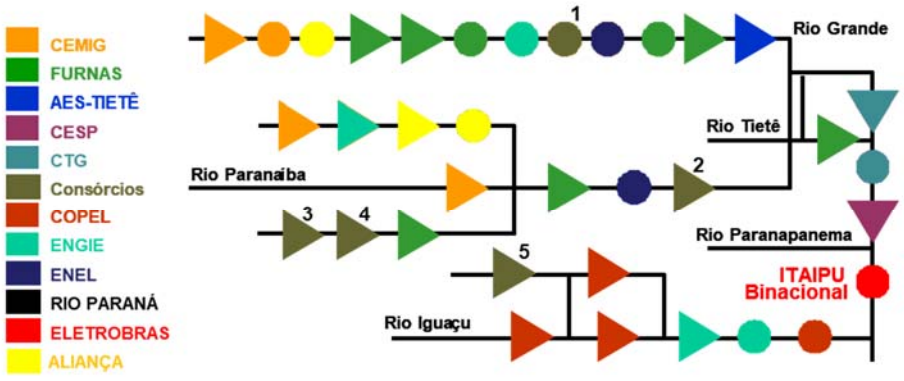
Vale observar que, embora o mecanismo de reservatórios virtuais apresentado no presente trabalho encontre paralelos com os mecanismos adotados em uma série de outros países (como arranjos comerciais da *Bonneville Power Administration* nos Estados Unidos e da usina de Salto Grande na fronteira entre Argentina e Uruguai), a proposta de desenho conceitual apresentada para o Brasil é *mais complexa* do que os mecanismos adotados nestes outros países – que em geral se atêm ao tratamento de uma única usina ou uma única cascata. Este aumento de complexidade é justificado pelas características do mercado de eletricidade brasileiro, que vão muito além da participação hidrelétrica elevada desta fonte na matriz energética e que tornam muitas das alternativas mais simples pouco adequadas; e, também, pela existência de literatura acadêmica analisando exatamente este tipo de implementação para o caso brasileiro. Destacam-se em particular as seguintes características:

- O grau de complexidade das cascatas no setor elétrico brasileiro é excepcionalmente elevado: tanto no que diz respeito ao volume armazenável, potência instalada, número de usinas, e diversidade de proprietários em uma mesma cascata (como exemplificado na Figura 16). Isto significa que os custos de transação associados à necessidade de negociar eventuais acordos bilaterais entre os agentes participantes de uma mesma cascata são excepcionalmente elevados.
- A existência prévia de mecanismos sofisticados para a coordenação das cascatas e para a validação de níveis de armazenamento desejáveis para a segurança de suprimento no setor elétrico brasileiro. A grande preocupação é que, ao migrar de um mecanismo de decisão centralizada para um mecanismo de decisão descentralizada, pode haver algum custo social (o chamado "custo da anarquia") pela redução da capacidade de coordenação entre os agentes ofertantes. Especialmente em um contexto em que as externalidades podem ser significativas, como levantado no item anterior, este "custo de transição" pode ser elevado.
- Em particular, a existência prévia do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como introduzido na seção 2.2, significa que os "direitos de propriedade" sobre as hidrelétricas e seus respectivos reservatórios hoje são definidos de forma *difusa*: no lugar de cada agente hidrelétrico colher os benefícios e arcar com os custos dos seus próprios ativos (i.e. a afluência que chega ao seu próprio reservatório, a capacidade de regularização do seu próprio reservatório, a eficiência de produção da sua própria turbina, e as restrições ambientais do seu próprio reservatório), esses benefícios e custos são distribuídos entre um grande número de agentes. Visto que a

implementação de um modelo baseado em ofertas para as hidrelétricas exige a introdução de direitos de propriedade robustos, é necessário tratar com cuidado esta alocação de direitos de propriedade. Considerou-se que o mecanismo de reservatórios virtuais preserva elementos suficientes do Mecanismo de Realocação de Energia atual para viabilizar a implementação de um modelo baseado em ofertas sem uma ruptura muito drástica com o funcionamento atual do setor.

- A principal "solução alternativa" ao mecanismo de reservatórios virtuais seria a realização imediata de leilões para alocação dos direitos de propriedade das hidrelétricas como descritos anteriormente a agentes específicos. Em tese, isto implicaria que os direitos de propriedade passariam a ser bem-estabelecidos (no lugar de difusos entre um grande número de agentes), o agente disposto a pagar mais caro pelos direitos de propriedade passaria a ser responsável pela gestão do ativo (arcando com os custos e recebendo os benefícios associados), e o pagamento realizado pelo vencedor deste leilão seria distribuído entre os agentes do MRE como compensação pela "venda" dos direitos de propriedade. Na prática, entretanto, há potenciais obstáculos jurídicos a um leilão deste tipo (que seria muito próximo de uma nova concessão). Além disso, embora o valor presente dos fluxos de caixa futuros associados aos direitos de propriedade de hidrelétricas seja bastante elevado, haveria grande incerteza a respeito de tal valor presente, visto que tal alocação de direitos de propriedade teria que se materializar em um contexto de revisões do marco regulatório para implementação do mecanismo baseado em ofertas (como estabelecido ao longo do presente entregável). Essa incerteza pode afastar alguns compradores e aumentar as fricções do processo de leilão, fazendo que os ativos não sejam valorados corretamente – e levando, portanto, a potenciais custos sociais importantes na transição para o novo mecanismo.

Figura 16 – Exemplo da divisão dos direitos de propriedade das hidrelétricas da cascata do rio Paraná, no Brasil



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

Cabe ressaltar que a participação hidrelétrica elevada na matriz energética brasileira não seria, por si só, justificativa para a adoção do mecanismo de reservatórios virtuais: há países, como a Colômbia, Noruega e Nova Zelândia, que têm participação hidrelétrica elevada e ainda assim implementam modelos baseados em ofertas para a formação de preços da eletricidade. Entretanto, os mecanismos implementados nesses países são respaldados por direitos de propriedade bem-definidos, uma complexidade das cascatas relativamente menor quando comparada ao caso brasileiro, e pelo próprio histórico robusto do mecanismo – os agentes ofertantes na Colômbia, Noruega e Nova Zelândia

passaram décadas refinando suas estratégias de oferta, coordenando entre si, e estabelecendo acordos bilaterais. Dada a realidade atual do setor elétrico brasileiro e em particular a possibilidade de custos sociais muito elevados caso a transição seja feita de forma demasiadamente brusca, considera-se que um mecanismo alternativo, mais adaptado à realidade nacional e amplamente estudado por expertos nacionais, é justificada para o Brasil.

Outra característica do desenho proposto é que ele é perfeitamente compatível com a existência de hidrelétricas que estejam "fora" do mecanismo de reservatórios virtuais (e, portanto, implicitamente, também fora do MRE). Hidrelétricas fora do mecanismo de reservatórios virtuais podem submeter ofertas preço-quantidade clássicas, análogas às que estariam disponíveis para geradores renováveis de um modo geral (vide capítulo 3). Nota-se que, desde que a operação desta usina não traga externalidades importantes para a cascata em que ela se encontra, e desde que os direitos de propriedade desse gerador hidrelétrico estejam bem-definidos[15], o gerador teria com isso os incentivos corretos para fazer a melhor gestão possível do seu reservatório – mesmo que a sua capacidade de regularização seja significativa. Consequentemente, embora o mecanismo de reservatórios virtuais tenha sido desenvolvido especificamente para adaptar-se à realidade do Brasil e às características do MRE, a proposta é versátil o suficiente para permitir uma eventual mudança de rumo no futuro, implementando um modelo baseado em ofertas mais próximo do observado em países como a Colômbia e a Nova Zelândia.

5.2 Funcionamento base

5.2.1 Exemplo de funcionamento em um sistema simples

O funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais é bastante similar às ofertas preço-quantidade "clássicas" discutidas no capítulo 3. A grande inovação é que cada agente j possui uma "conta de energia" v_j que reflete a máxima quantidade que ele pode oferecer no mercado. A Figura 17 ilustra um sistema exemplo que utilizaremos para vários exercícios ao longo do presente capítulo: há uma demanda de 1000 MW a ser atendida por três usinas geradoras: uma térmica de potência instalada "infinita" (mas um custo elevado, igual a 500 R$/MWh) e duas hidrelétricas com reservatório, com potência instalada de 800 MW e 600 MW respectivamente. Nota-se que, embora na prática a termoelétrica e a demanda estariam sujeitas também ao mecanismo de ofertas (a demanda podendo responder a preços e a termoelétrica podendo ofertar um preço diferente para a sua produção), para simplificar o exercício iremos admitir que esses parâmetros permanecem constantes.

Admitimos que as duas hidrelétricas têm um fator de produção constante que permite que elas produzam 1 GWh a cada hectômetro cúbico turbinado (Hm3), e, portanto, podemos representar o volume armazenado em cada um desses reservatórios em unidades de energia. A usina 1 possui 500 Hm3 (ou 500 GWh) armazenados e a usina 2 possui 1000 Hm3 (ou 1000 GWh) armazenados. Nota-se que, neste caso simples em que as duas usinas possuem coeficiente de produção constante, é possível tratar unicamente do volume armazenado em unidades de energia: entretanto, ao longo do presente capítulo, sempre que for necessário fazer a distinção, nos referiremos a v como o volume armazenado em unidades de energia (ou mais precisamente a "energia armazenada" – vide seção 5.3.2) e a $\hat{v}$ como o volume armazenado em unidades de volume hídrico. Nos casos mais complexos trabalhados mais

[15] Em particular, o agente proprietário da hidrelétrica precisa ser *legalmente* e *financeiramente* responsável pelo atendimento de restrições de usos múltiplos da água – vide seção 5.2.2 para uma discussão sobre direitos de propriedade.

adiante, usaremos essa notação também para destacar outras variáveis também representadas em Hm3 (turbinamento $\hat{u}$, vertimento $\hat{s}$, etc.).

Para simplificar a representação, vamos considerar que o despacho é feito para um conjunto de 1000 horas de uma só vez, para um perfil de demanda constante. Embora seja pouco realista considerar um período tão longo, isto permite a conversão imediata das unidades de MW em GWh (isto é, a demanda a ser atendida é de 1000 GWh, e a limitação da potência instalada das usinas 1 e 2 seria de gerações máximas de 800 GWh e 600 GWh respectivamente). Essa conversão para unidades de energia (GWh) é importante porque o fator limitante para a operação das hidrelétricas é em geral a energia consumida *ao longo* de determinado período – e mesmo que o intervalo modelado seja mais curto (por exemplo, de 24h para a operação diária), a lógica da agregação prevalece.

Figura 17 – Parâmetros do sistema exemplo utilizado para ilustrar o mecanismo de ofertas por reservatório virtual



Usando o sistema exemplo da Figura 17, digamos que o agente 1 (proprietário dos 500 GWh armazenados no reservatório da usina 1) escolhe ofertar em determinado período toda a sua energia armazenada a um preço de 200 $/MWh. Já o agente 2 oferta toda a sua energia armazenada a um preço de 100 $/MWh – porém, por limitação da potência instalada da sua usina, nota-se que o agente 2 não pode vender mais do que 600 GWh. É fácil ver que, sob estas condições, a solução ótima para atender à demanda de 1000 GWh nesse período é produzir 600 GWh com a usina 2 e 400 GWh com a usina 1, não sendo necessário despachar a termelétrica. Tanto o agente 1 quanto o agente 2 vendem essas quantidades de energia ao preço marginal de 200 R$/MWh, e os volumes remanescentes (100 GWh para o agente 1 e 400 GWh para o agente 2) seguem para o período seguinte.

Vale destacar que, na prática, a estratégia adotada tanto pelo agente 1 quanto pelo agente 2 seria função das suas *análises privadas* sobre o valor futuro da energia. No exemplo, o agente 2 ofereceu um preço mais barato (100 $/MWh), indicando que ele tem maior propensão a "livrar-se" dos seus créditos de reservatório virtual imediatamente; enquanto o agente 1 ofereceu um preço mais elevado (200 $/MWh), indicando que ele está disposto a guardar essa energia (que pode tornar-se mais valiosa no futuro). Na prática, da mesma forma que hoje ocorre em mercados liberalizados como Colômbia, Noruega e Nova Zelândia (vide seção 5.1), cada um dos agentes de mercado utilizaria suas próprias premissas e métodos para calcular o seu preço de oferta considerando a possível evolução futura do mercado. Nota-se que este preço de oferta é análogo a um *valor da água* (como será explorado em mais detalhe na seção 5.4.2), de modo que softwares como o NEWAVE poderiam ser utilizados pelos agentes, de forma *descentralizada*, para dar suporte à construção das suas estratégias de oferta.

Retomando o exemplo, após a liquidação de posições apresentada e antes de iniciar uma nova iteração do mercado, é necessário considerar a chegada de novas afluências. Digamos que 600 Hm3 adicionais chegam à usina 1 e 200 Hm3 chegam à usina 2 e passam a estar disponíveis para o período seguinte.

Caso não houvesse o MRE, seria possível simplesmente somar estas quantidades às energias armazenadas de cada agente, o que resultaria em um volume disponível igual a 500-400+600=700 GWh para o agente 1 e 1000-600+200=600 GWh para o agente 2. Nota-se que é mais correto dizer que essas quantidades são referentes a um "volume disponível" alocado a cada um dos geradores no período em questão e não a um "volume armazenado", visto que as afluências devem também ser contabilizadas neste cálculo.

Na presença do MRE, entretanto, nota-se que as energias afluentes *não são* alocadas diretamente ao proprietário de cada usina: em vez disso, elas são distribuídas entre as hidrelétricas do sistema de acordo com fatores de proporcionalidade pré-definidos.. Vamos admitir para efeito deste exemplo que tanto a usina 1 quanto a usina 2 têm o mesmo fator de proporcionalidade: isto quer dizer que cada agente tem direito à *metade* da energia afluente a cada usina. O resultado final desta liquidação, ilustrado na Tabela 3, é que, embora no início do período apenas o agente 1 tivesse créditos de energia no reservatório virtual da usina 1 e apenas o agente 2 tivesse créditos no reservatório virtual da usina 2, ao final do período o agente 1 também detém créditos no reservatório virtual na usina 2 e o agente 2 na usina 1. Com isso, o ciclo pode se repetir: cada agente submete uma nova oferta para o período seguinte, que são usadas mais uma vez para o cálculo do despacho ótimo, antes de recalcular as posições de cada agente.

Tabela 3 – Resultado da liquidação exemplo, para cada agente e cada usina hidrelétrica

Usina				
Agente	1	2	1	2
Notação	V_{11}	V_{12}	V_{21}	V_{22}
(A) Volume inicial	500	0	0	1000
(B) Energia vendida	400	0	0	600
(C) Créditos afluência	300	300	100	100
Volume final: (A)-(B)+(C)	400	300	100	500

Nota-se que este é um mecanismo fundamentalmente baseado em *ofertas*, já que o "valor da água" nos reservatórios das hidrelétricas é inteiramente determinado pelos pares preço-quantidade submetidos pelos agentes participantes do mecanismo de reservatório virtual. Por exemplo, caso um dos agentes tivesse ofertado um preço superior a 500 R$/MWh, o operador do sistema teria escolhido despachar a geração térmica (preservando o armazenamento do sistema hidrelétrico) no lugar de atender a demanda do sistema exemplo unicamente com geração hidrelétrica. Nota-se ainda que a maximização de lucro dos agentes é um problema de otimização sob incerteza que envolve comparar o *valor presente* de vender imediatamente a sua energia alocada com o *valor futuro* de vender essa energia (potencialmente a um preço mais elevado) posteriormente – um problema exatamente análogo à tomada de decisão do operador do sistema para minimização de custos. Com isto, os *incentivos* aos agentes ofertantes são tais que a tomada de decisão descentralizada no modelo baseado em ofertas *pode ser* eficiente – embora sejam necessários cuidados adicionais para garantir que o mecanismo de fato operará de forma eficiente, como explorado nas seções 6.2.3 e 6.3.1.

Cabe ainda uma breve discussão a respeito do nível de agregação dos reservatórios. Nota-se que, em uma extensão literal do mecanismo apresentado na Tabela 3 para um sistema real, cada agente precisaria gerenciar um número muito grande de contas de energia de reservatório virtual – uma para cada reservatório do sistema; e potencialmente fazendo ofertas de venda diferentes para cada conta (100 R$/MWh para a energia armazenada no reservatório 1, 120 R$/MWh para a energia armazenada no reservatório 2, etc.). Para simplificar este processo, o operador pode tratar a energia armazenada em diferentes reservatórios virtuais como *intercambiável*: assim, não é necessário manter o registro de quatro alocações de energia armazenada V_{rb}, energia armazenada pelo agente b no reservatório r (no exemplo da Tabela 3, $V_{11} = 400$GWh, $V_{12} = 300$GWh, $V_{21} = 100$GWh, $V_{22} = 500$GWh). No lugar disso, bastaria manter o registro da "energia armazenada total" alocada ao agente 1 ($V_1 = V_{11} + V_{21} = 500$GWh) e ao agente 2 ($V_2 = V_{12} + V_{22} = 800$GWh). No tratamento do sistema exemplo, entretanto, admitimos que as usinas 1 e 2 pertencem a *reservatórios virtuais* diferentes e, portanto, não podem ser agregadas. Uma exploração mais detalhada das consequências de se adotar outros critérios de agregação (mais ou menos granulares) poderá ser objeto de entregáveis futuros.

5.2.2 Separação dos direitos de propriedade

Embora o exemplo apresentado na seção 5.2.1 sirva para ilustrar grande parte das características básicas do mecanismo de reservatórios virtuais, nota-se que ele é uma versão bastante simplificada do que precisaria ocorrer na prática para incorporar todas as nuances da operação de um sistema hidrelétrico em um mecanismo baseado em ofertas – e uma série de elementos adicionais será apresentada e explorada ao longo do restante deste relatório. Cabe destacar que a função de um mecanismo baseado em ofertas é alocar de forma explícita os *direitos de propriedade* sobre os ativos físicos e financeiros, onde cada agente detentor de tais direitos ganha autonomia e liberdade para fazer escolhas no mercado (minimizando com isso imposições do operador) e em contrapartida é integralmente responsável pelas consequências financeiras das suas escolhas (ônus e bônus). Esta conexão entre a *liberdade de escolha* e o *sinal de preço* (incentivo a fazer a escolha "correta", que mais contribui para o sistema) é um elemento fundamental do mecanismo baseado em ofertas.

Em um modelo baseado em ofertas "clássico", como o implementado na Colômbia, Noruega, e Nova Zelândia (vide seção 5.1), os direitos de propriedade estão inteiramente associados aos *ativos físicos*: qualquer responsabilidade ou fluxo financeiro associado a determinada usina hidrelétrica será necessariamente alocado ao proprietário daquela usina. Ou seja, restrições de usos múltiplos da água, a chegada de vazões afluentes naturais, a gestão intertemporal do reservatório, a produtividade das máquinas em converter água armazenada em energia – qualquer um destes elementos pode causar lucros ou prejuízos ao proprietário da hidrelétrica, que também é integralmente responsável por tomar ações que possam mitigar seus prejuízos e maximizar seus lucros.

No caso do mecanismo de reservatórios virtuais, entretanto, nota-se que este "direito de propriedade" agregado sobre o ativo físico é dividido em uma série de *componentes* atribuídas a diferentes agentes. Esta alocação de diferentes *componentes* de receita a diferentes agentes é análoga ao estabelecimento de *contratos* entre agentes: por exemplo, se o proprietário da hidrelétrica (detentor, portanto, de todos os direitos de propriedade sobre o seu ativo) firmar um *seguro* com uma companhia seguradora para proteger-se contra um evento de seca severa ou quebra de equipamento, ele estaria transferindo parte dos riscos associados ao seu ativo para outra empresa (que, em teoria, estaria melhor capacitada para gerenciar esse risco). Um mecanismo de seguro mais sofisticado poderia envolver uma *terceirização*

completa à seguradora da responsabilidade de gerenciar algum tipo de risco: o gerador efetivamente abre mão de uma das componentes do seu fluxo de caixa, que passa a caber à empresa contratada (que passa também a poder tomar ações que podem influenciar esse fluxo de caixa – na linha de dar flexibilidade de escolha ao agente que recebe os sinais de preço). No caso do Brasil em particular, a *repactuação do risco hidrológico* (vide seção 6.1.1) teve essa característica de transferir uma componente de receitas (e de riscos) ao mercado regulado (que opera como "segurador"): entretanto, nota-se que neste caso houve apenas uma *realocação de riscos* entre os agentes, sem que os agentes do mercado regulado tivessem qualquer flexibilidade para *gerenciar* o risco associado a esta componente de receitas.

Uma das grandes preocupações de um mecanismo baseado em ofertas é que, com a subdivisão dos direitos de propriedade e responsabilidades associadas ao agente hidrelétrico, cada uma das *componentes* seja alocada ao agente que é *melhor capaz de gerenciá-la*, no sentido de que as escolhas feitas pelo agente afetariam fisicamente o resultado de mercado. Nota-se em particular que, na versão mais simples do mecanismo exemplificada na seção 5.2.1, tratou-se unicamente dos "direitos de propriedade" associados à capacidade de *gestão intertemporal* da energia: abstraiu-se a maior parte das complexidades *físicas* da operação das hidrelétricas (que serão discutidas em mais detalhe na seção 5.3), de modo que resta apenas a escolha entre usar a energia afluente imediatamente ou armazená-las para uso futuro. Na prática, os agentes que têm acesso ao mecanismo de reservatórios virtuais têm a capacidade de determinar a escolha de nível de armazenamento ao final do período (como será detalhado na seção 5.4.2), de modo que é alocado a estes agentes ofertantes tanto o *poder de decisão* sobre a gestão intertemporal do reservatório quanto a *responsabilidade financeira* pelas liquidações de mercado associada a estas transações (isto é, a compra ou venda de créditos de reservatório virtual). Esta alocação, portanto, é coerente com os princípios descritos anteriormente para um mecanismo baseado em ofertas eficiente, minimizando a necessidade de interferências externas sobre a tomada de decisão voluntária dos agentes.

A gestão intertemporal da energia é de fato uma componente importante do valor do ativo – este é, por exemplo, um dos principais focos de softwares como o NEWAVE, que tratam da estimação do valor da água no médio prazo. Entretanto, esta componente não representa a totalidade dos custos e benefícios associados à produção hidrelétrica, e é necessário tratar esses elementos de forma separada. Estas componentes, de uma maneira geral, podem ser alocadas seguindo três possíveis filosofias: (i) aos agentes ofertantes no mercado de reservatórios virtuais (isto é, proporcionalmente às ofertas aceitas no mercado), (ii) aos participantes do MRE (isto é, repartido entre um conjunto de agentes geradores hidrelétricos de acordo com coeficientes de distribuição pré-estabelecidos), ou (iii) aos proprietários das hidrelétricas individuais (isto é, cada gerador percebe uma componente associada à sua própria usina).

A forma de alocação de cada *componente* de fluxos financeiros precisa ser avaliada caso a caso, analisando quais agentes têm a *flexibilidade* de tomar decisões que possam afetar a componente em questão e em que medida as *externalidades* envolvidas na operação de hidrelétricas em cascata (como endereçado na seção 5.1) poderiam ser um obstáculo à alocação. Este detalhamento é apresentado no Anexo 2, que mostra como se construiu esta alocação componente a componente de modo a evitar distorções e garantir compatibilidade de incentivos. Entretanto, sem entrar muito nos detalhes técnicos, pode-se descrever as diferentes componentes envolvidas na liquidação final de forma intuitiva (como será exemplificado na seção5.7):

- Em primeiro lugar, há uma componente de liquidação associada ao custo de atendimento de restrições de usos múltiplos da água, que é alocada ao MRE (mais detalhes na seção 10.1 do Anexo 2). Esta componente está associada ao fato de que, quando uma restrição ambiental de defluência mínima está ativa (por exemplo), isto tende a reduzir o valor da eletricidade, embora o custo de comprar armazenamento nos reservatórios virtuais possa ser mais caro. Alocar esta componente aos agentes do MRE garante que esses agentes adotarão uma estratégia que minimize a probabilidade de violação de tais restrições ambientais (por exemplo, mantendo um nível de reservatório mais elevado) – sem que sejam necessárias intervenções diretas do operador para assegurar que tais limites sejam atendidos.
- Além disso, há uma componente que corresponde à *eficiência de conversão* das máquinas hidrelétricas – observando que boas práticas operativas podem levar a uma operação que seja capaz de produzir *mais eletricidade* consumindo o *mesmo montante de água*. Esta componente de liquidação é alocada aos próprios proprietários das usinas hidrelétricas, levando em conta que são as iniciativas destes (por exemplo com a troca e/ou investimento em equipamentos) que contribuiriam para melhorar a produtividade do parque gerador. Esta componente é objeto da seção 5.6.
- Nota-se que a componente acima, de eficiência da conversão, está intimamente ligada com uma liquidação "ponte" entre o mercado de água (governado pelos ofertantes de reservatórios virtuais) e o mercado de eletricidade (governado pela disponibilidade e eficiência dos geradores hidrelétricos individuais). Uma parcela desta componente "ponte", entretanto, precisa ser alocada de forma *sistêmica* aos agentes participantes do MRE – em particular, para geradores que não possuem a infraestrutura de medição necessária para demonstrar a sua *eficiência de conversão* e ser remunerados por isso. Esta componente "ponte" remanescente é detalhada na seção 10.2 do Anexo 2, e tipicamente representa uma *remuneração adicional* para os agentes participantes do MRE que ajuda a compensar pelos custos associados às restrições ambientais (como descrito acima).
- Por último, há componentes associadas ao *custo de operação e manutenção* dos geradores hidrelétricos, que atualmente é gerenciado no sistema elétrico brasileiro por meio de transações à tarifa de energia de otimização (TEO). Na seção 10.3 do Anexo 2 é apresentada uma proposta de compatibilização destas componentes de O&M com a realidade de um mercado baseado em ofertas, em que os *agentes ofertantes* de reservatório virtual são responsáveis por fazer o pagamento aos *agentes hidrelétricos individuais*.

Em suma, para que o sistema baseado em ofertas seja eficiente, é crucial que haja uma alocação de *fluxos financeiros* e de *responsabilidades* que seja coerente; permitindo que os agentes tenham os incentivos corretos para tomar decisões compatíveis com o *ótimo global* para o sistema.

5.2.3 Estruturação do procedimento

Nota-se que, em grande parte, as ofertas de reservatório virtual são análogas às ofertas "clássicas" discutidas no capítulo 3: em sua essência, são valores tipicamente definidos por meio de múltiplos pares preço-quantidade que entram na função objetivo do problema de otimização e substituem as curvas de oferta e de demanda calculadas centralizadamente em modelos baseados em custo. Nota-se que, enquanto as ofertas clássicas discutidas no capítulo 3 descrevem a função de custo presente (isto é, o

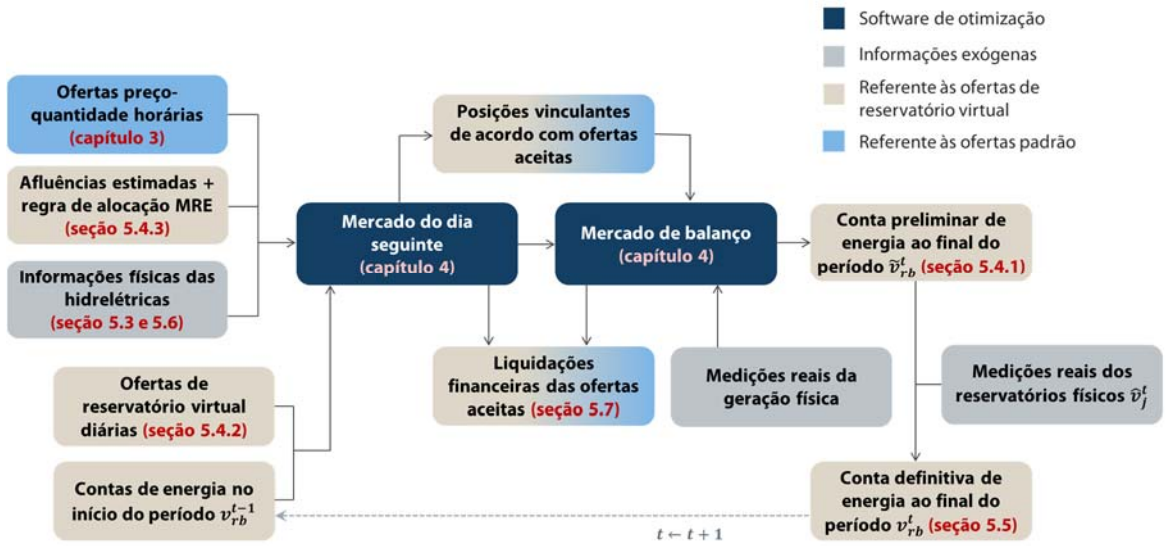
custo de se produzir com determinado conjunto de geradores em determinado instante), as ofertas de reservatório virtual têm por objetivo representar a função de custo futuro. Ainda assim, as ofertas de reservatório virtual resultam liquidações financeiras (similarmente às ofertas clássicas) e compromissos vinculantes que conectam o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real: em muitos aspectos, os dois tipos de oferta funcionam de forma exatamente análoga.

Por outro lado, o mecanismo de reservatórios virtuais exige necessariamente a introdução de novos elementos que não estavam presentes nas ofertas clássicas. A Figura 18 ilustra como esses elementos se relacionam com o mecanismo de ofertas que foi desenvolvido nos capítulos 3 e 4. Nas seções seguintes, detalhamos algumas das particularidades do mecanismo de reservatórios virtuais:

- A seção 5.3 trata da representação das características físicas das centrais geradoras hidrelétricas e suas restrições operativas no problema de despacho. Como introduzido na seção 5.2.2, esta representação física está intimamente ligada à representação dos reservatórios virtuais (embora fundamentalmente separada de um ponto de vista de alocação de responsabilidades).
- A seção 5.4 trata em mais detalhe elementos para a construção da representação dos reservatórios virtuais e sua relação com o armazenamento nos reservatórios físicos para sistemas mais complexos no caso geral.
- A seção 5.5 trata do procedimento de *conciliação* (ou "ajuste de proporcionalidade"), que, como apresentado na Figura 18, representa uma última etapa do processo de liquidação do mercado baseado em ofertas, antes de retornar as posições de créditos de reservatório virtual para a etapa seguinte. Este mecanismo converte o armazenamento da chamada "conta preliminar de energia ao final do período" na versão definitiva desta conta. Trata-se de um procedimento importante para assegurar que não haja nenhum tipo de divergência na evolução dos armazenamentos nos reservatórios virtuais comparado ao armazenamento nos reservatórios físicos.
- A seção 5.6 trata de outras componentes de liquidação e os direitos de propriedade associados (como introduzido na seção 5.2.2), que precisariam ser alocados caso a caso segundo alguma das possíveis "filosofias" de alocação: (i) alocação proporcionalmente à participação do agente no mercado de reservatórios virtuais, (ii) alocação seguindo a lógica do MRE, ou (iii) alocação a hidrelétricas individuais. É apresentada uma consolidação do desenho conceitual proposto, juntamente com um exemplo do seu funcionamento na seção 5.7.

Embora exista uma série de paralelos entre o mecanismo apresentado ao longo deste capítulo e a formulação utilizada atualmente pelo software NEWAVE para representar os reservatórios agregados por subsistema elétrico, o *objetivo* do presente desenho conceitual proposto é diferente da formulação do NEWAVE – razão pela qual é razoável esperar que haja pontos de divergência entre as duas formulações. Em particular, nota-se que um elemento central e recorrente ao longo deste capítulo é a questão dos *incentivos percebidos* pelos agentes participantes do mercado – uma preocupação crucial para um mercado baseado em ofertas, no qual é necessário garantir que os sinais de preço aos agentes estejam alinhados com o que seria economicamente benéfico para o sistema. Vale destacar ainda que, embora os softwares utilizados na operação do setor elétrico atual já incorporem alguns aspectos da operação física das hidrelétricas (vide seção 5.3.1), seriam necessários novos desenvolvimentos de modo a representar as variáveis e equações referentes aos reservatórios virtuais – que serão o tema central deste capítulo.

Figura 18 – Visão esquemática de como as ofertas de reservatório virtual interagem com o restante do desenho de mecanismo



5.3 Representação das características físicas das hidrelétricas

5.3.1 Características físicas dos geradores hidrelétricos

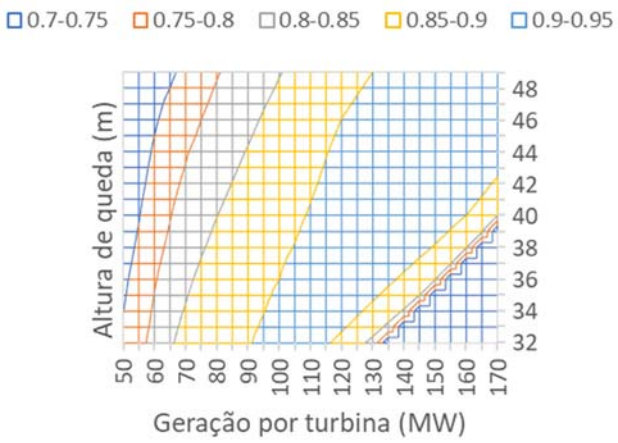
Nota-se que, embora o mecanismo de reservatórios virtuais envolva a introdução de uma série de elementos (que serão detalhados na seção 5.4) na representação do problema de otimização do mercado elétrico de curto prazo no Brasil, ainda seria necessário que este problema de otimização do operador continuasse a representar cada uma das hidrelétricas individuais – da forma como é feito no DESSEM hoje (CEPEL 2020). Isto porque, como introduzido na seção 5.1, uma das motivações para a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais proposto é permitir maior grau de coordenação entre as cascatas hidrelétricas por meio da atuação do operador. Consequentemente, é importante que o operador utilize uma representação *tão detalhada quanto possível* da realidade física do sistema – complementando esta visão, sempre que possível, com as informações descentralizadas submetidas por agentes ofertantes (seguindo o princípio fundamental de um mercado baseado em ofertas). Em particular, as hidrelétricas físicas teriam que ser representadas com (i) a sua equação de balanço hídrico, (ii) as curvas de produção em função do turbinamento-vertimento-volume, (iii) as restrições referentes aos usos múltiplos da água, e (iv) outras restrições operativas.

A *equação de balanço hídrico* simplesmente representa o volume total armazenado no reservatório a cada instante, de acordo com os diferentes fluxos que "entram" e que "saem" de cada reservatório. Além do turbinamento e vertimento em cada hidrelétrica (variáveis de decisão do problema que reduzem o volume disponível no instante seguinte), consideram-se como contribuições positivas as afluências laterais à usina e o turbinamento e vertimento de hidrelétricas imediatamente a montante (o que resulta no acoplamento das decisões das cascatas). Há ainda outras componentes que refletem, por exemplo, a evaporação e a retirada de água do reservatório para outros usos (como por exemplo irrigação agrícola). Todas as variáveis da equação de balanço hídrico têm unidades de volume físico (por exemplo, Hm3), e há uma equação de balanço para cada hidrelétrica do sistema. A equação de balanço representa apenas a evolução do volume armazenado ao longo do tempo, e, portanto, deve ser acompanhada por restrições

de mínimo e máximo volume operativo a cada instante (dadas pelo limite físico do reservatório da usina).

As *curvas de produção* atualmente incorporadas na representação do DESSEM são curvas que permitem representar a geração disponível em função do turbinamento hidrelétrico, volume armazenado no reservatório da usina, e vertimento: utilizamos a notação $G(\hat{u}, \hat{v}, \hat{s})$. Tais curvas de produção sintetizam um conjunto de efeitos físicos que resultam na relação não-linear entre essas quatro variáveis, que dizem respeito à altura de queda (que dita a energia potencial gravitacional disponível para a geração elétrica) e à eficiência na conversão dessa altura de queda em produção elétrica. Nota-se que a altura de queda tipicamente aumenta com o volume armazenado, que aumenta o nível da água a montante (uma relação descrita pelo polinômio cota-volume) e diminui com o turbinamento e vertimento, que tendem a provocar cheias e, portanto, aumentar o nível da água a jusante (uma relação descrita pelo polinômio que descreve a altura do canal de fuga). Já a eficiência na produção é representada por meio da chamada curva colina, que descreve para determinada altura de queda e nível de turbinamento qual a eficiência alcançada pela turbina de determinada hidrelétrica. A Figura 19 apresenta um exemplo de curva colina deste tipo: nota-se que há uma "zona proibida" no canto inferior direito (quando a altura de queda é baixa, o gerador pode não conseguir gerar a sua capacidade nominal) e que as eficiências são em geral elevadas (superiores a 85% para boa parte do espaço de possibilidades). Vale notar que, caso a eficiência fosse constante em função do turbinamento e do vertimento, a função de produção torna-se linear no volume turbinado, o que permite escrever $G(\hat{u}, \hat{v}, \hat{s}) = \rho(\hat{v}) \cdot \hat{u}$. É esta consideração que motiva a possibilidade de simplificar a curva de produção de uma hidrelétrica para a simples representação de um "fator de produção" ρ (usado, por exemplo na seção 5.2.1). Na prática, entretanto, é importante levar em consideração as não-linearidades que existem no problema – toda essa informação é sintetizada nas curvas de produção $G(\hat{u}, \hat{v}, \hat{s})$ para a representação no modelo de otimização (CEPEL 2020).

Figura 19 – Exemplo de curva colina (eficiência da conversão hidrelétrica) para uma hidrelétrica no sistema brasileiro



No que diz respeito às *restrições de usos múltiplos da água*, já foram mencionados na discussão sobre a representação do balanço hídrico os chamados usos consuntivos – que afetam diretamente a disponibilidade de água em determinada hidrelétrica. Além disso, destacam-se as chamadas restrições de defluência mínima, que visam manter um determinado nível mínimo de fluxo de água em determinados rios – seja por questões ambientais para oferecer um ambiente mais propício à flora e fauna fluvial ou por questões econômicas, por exemplo, para garantir a navegabilidade de determinados trechos do rio. Outras restrições podem ser impostas, de forma exógena ao setor elétrico, por órgãos

ambientais ou de gerenciamento de recursos hídricos. Como introduzido na seção 5.2.2, para que o mercado baseado em ofertas possa funcionar, é necessário que algum agente assuma a "responsabilidade" (ao menos em termos financeiros) de garantir que tais restrições serão atendidas de modo a corroborar para a autonomia do agente e evitar que este fique exposto a intervenções do operador. Note ainda que o custo de atendimento de tais restrições é tipicamente muito menor que o lucro potencial que pode ser obtido com a comercialização da energia hidrelétrica, um direito que tipicamente é alocado aos mesmos agentes que têm o dever de zelar pelas restrições de usos múltiplos da água (no mecanismo clássico de alocação de direitos de propriedade discutido na seção 5.1, por exemplo, este agente é o próprio proprietário de cada hidrelétrica). No desenho conceitual proposto, utilizamos o MRE (em seu papel de "condomínio" de hidrelétricas) para a alocação desta componente de custo – como será detalhado na seção 10.1 do Anexo 2.

Já *outras restrições operativas* é um termo guarda-chuva que engloba todo tipo de restrição ou limitação adicional para a geração hidrelétrica não contemplado pelos elementos acima. Pode-se citar como exemplo a restrição de *rampa* da geração hidrelétrica, que pode ser representada de forma independente de qualquer uma das componentes detalhadas anteriormente. Atualmente, existe certa gama de "restrições operativas" que não são incorporadas propriamente no modelo de despacho, o que tem feito com que hidrelétricas específicas afetadas por tais restrições levem o seu pleito ao operador do sistema para ajustar o seu plano de produção a cada dia de acordo com tais informações. Nota-se que tal procedimento, embora tenha funcionado até aqui, envolve alto grau de confiança nas declarações dos agentes hidrelétricos (feitas *após* a obtenção de um programa de produção para determinado dia) – ao passo que, em um mercado baseado em ofertas, os agentes devem fazer todas as suas declarações (sintetizadas nas suas ofertas) *antes* da conclusão do programa de produção diário e com incentivos para dizer a verdade. Em um mecanismo baseado em ofertas, são as forças de mercado (e não a tomada de decisão caso a caso do operador) que garantem que as ofertas submetidas pelos agentes hidrelétricos são compatíveis com o ótimo para o sistema. É desejável, portanto, que no novo mecanismo proposto para o Brasil, tais restrições operativas de hidrelétricas possam ser tratadas de acordo com o paradigma de um mecanismo baseado em ofertas: este tema será tratado na seção 5.6.

Em seu conjunto, portanto, nota-se que, mesmo com a implementação do mecanismo de reservatórios virtuais proposto, as características *físicas* dos geradores hidrelétricos no Brasil manteriam o mesmo paradigma de representação atualmente utilizado – não havendo, portanto, nenhum tipo de redução no nível de detalhe da representação.

5.3.2 Agregação dos reservatórios físicos em unidades de energia

Um elemento importante do diálogo entre o mecanismo de reservatórios físicos e o mecanismo de reservatórios virtuais é a possibilidade de se converter de forma sistemática volume físico armazenado nos reservatórios $\hat{v}_j$ (em unidades de volume, por exemplo Hm3, para cada reservatório físico individual j) em uma quantidade de energia armazenada nos reservatórios virtuais correspondentes v_r (em unidades de energia, por exemplo GWh, para cara reservatório virtual agregado r). Para garantir que não haja discrepâncias entre o armazenamento físico e o armazenamento virtual, é desejável que exista um mecanismo sistemático que ajuste as posições dos agentes em termos de armazenamento virtual com base nas *medições reais* dos volumes físicos armazenados nos reservatórios – tal mecanismo será endereçado em mais detalhe na seção 5.5.

Ao longo do presente desenho conceitual, iremos admitir que a agregação dos reservatórios virtuais é feita a nível de *submercado*: isto é, o índice r dos reservatórios virtuais representa os quatro submercados do sistema elétrico brasileiro (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte) e todas as hidrelétricas pertencentes a um mesmo submercado seriam agregadas para a representação do armazenamento virtual em questão. Como explorado em detalhe no Entregável 1 do presente projeto de P&D ("Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho"), existe uma série de *tradeoffs* associados a uma escolha de representação mais granular ou menos granular dos reservatórios virtuais. Quanto mais agregada for a representação (por exemplo, um único reservatório virtual para todo o Brasil), maior a flexibilidade que o operador tem para fazer a coordenação da operação do sistema hidrelétrico, mas também menor a influência que os agentes ofertantes têm sobre o mercado; e quanto mais desagregada for a representação (por exemplo, reservatórios virtuais individuais para cada reservatório físico), o contrário ocorre. A opção por reservatórios virtuais agregados a nível de submercado, além de representar um nível de detalhe *intermediário* entre as duas opções mais extremas, tem a vantagem de manter a lógica de subdivisão entre submercados que já é adotada na representação *zonal* do setor elétrico brasileiro – trata-se de um nível de agregação ao qual os agentes já estão acostumados. Esta familiaridade dos agentes com a subdivisão dos reservatórios virtuais em quatro submercados também pode facilitar a adaptação dos agentes ao novo mecanismo baseado em ofertas – estimulando-os a investir nessa representação no lugar de abrir o leque para representações mais complexas e menos palpáveis para os agentes do sistema.

É desejável, evidentemente, que a definição construída para o armazenamento virtual em unidades de energia (a partir dos volumes armazenados físicos) guarde alguma relação com a "capacidade de geração elétrica" associada àquele volume armazenado. Entretanto, como detalhado na seção 5.3.1, a relação entre o balanço hídrico e a produção de energia é complexa, já que em particular envolve relações não-lineares entre o turbinamento e a geração. Consequentemente, a função de agregação, que escreveremos Φ_r (onde o índice r representa cada submercado, ou *reservatório virtual agregado* do sistema) apenas é capaz de representar a energia que poderia ser produzida a partir dos volumes armazenados no sistema sob determinadas condições "de referência" pré-determinadas – já que a energia que é de fato produzida depende de informações mais precisas (como o perfil de turbinamento e vertimento de cada usina) que não podem ser sintetizados apenas nos volumes físicos $\hat{v}$.

$$v_r = \Phi_r(\{\hat{v}_1, \hat{v}_2, \dots \hat{v}_N\}) \quad (1)$$

Uma forma de definir a função de agregação Φ_r é através de um *problema de otimização* que calcula qual seria a maior quantidade de energia que poderia ser produzida pelo conjunto de hidrelétricas que compõem o submercado r, ao longo de um período muito longo (suficiente para permitir que os reservatórios hidrelétricos se esvaziem por completo) e admitindo que nenhuma nova afluência chega ao sistema. Nota-se que tal procedimento utiliza informações sobre a curva de produção real das hidrelétricas $G(\hat{u}, \hat{v}, \hat{s})$, pode ser aplicado mesmo a sistemas de hidrelétricas e cascatas bastante complexos, e sempre resulta um valor bem-definido de energia armazenada. Ao considerar que nenhuma nova afluência chega ao sistema, esta função de agregação resulta em um cálculo *conservador* para a energia armazenada v_r, que intuitivamente representa a energia que a cascata seria capaz de produzir *esvaziando todos os reservatórios até zero*, sem a chegada de qualquer afluência adicional. Esta definição de Φ_r tem ainda a vantagem de ser capaz de representar a dependência do fator de produção em função do volume: ao longo dos períodos simulados, como não há novas afluências, o reservatório se esvazia até zero, de modo que são considerados diferentes níveis de volume $\hat{v}$ (desde o volume inicial usado como parâmetro de entrada para a função Φ_r até zero) no cálculo da função de produção.

5.3.3 Critério de desempate na função objetivo

Uma característica importante do mecanismo de reservatórios virtuais, como introduzido na seção 5.2 e explorado em mais detalhe na seção 5.4, é que o valor da água para a tomada de decisão de despacho dos geradores hidrelétricos é determinado pelas *ofertas de reservatório virtual* dos agentes. Entretanto, como discutido na seção 5.3.2, a representação dos reservatórios virtuais é feita de forma *agregada por submercado* – em contraste com a representação dos reservatórios físicos, que são modelados em detalhe de forma individualizada (como introduzido na seção 5.3.1). Por consequência desta representação, é importante que o operador do sistema tome uma decisão quanto ao nível de armazenamento em cada reservatório físico ao final do período – embora o valor da água que guia estas decisões só esteja definido em termos *agregados* por meio das ofertas virtuais. É necessário, consequentemente, que exista algum tipo de tratamento adicional que permita que o operador escolha qual seria a distribuição de volumes físicos entre as hidrelétricas pertencentes ao mesmo submercado (e essa distribuição deve ser compatível com a decisão resultante das ofertas de reservatório virtual dos agentes).

Por exemplo, retomemos o sistema exemplo apresentado na seção 5.2.1, com uma diferença: as hidrelétricas 1 e 2 são representadas como pertencentes a um mesmo submercado, de modo que os reservatórios virtuais da usina 1 e da usina 2 são sempre tratados de forma agregada pela otimização do problema. Como representado na Figura 20, admitimos que o agente 1 possui 700 GWh em créditos de reservatório virtual (que são ofertados no mercado a um preço de 200 $/MWh) e que o agente 2 possui 800 GWh em créditos de reservatório virtual (que são ofertados no mercado a um preço de 100 $/MWh). Nota-se que os volumes físicos dos reservatórios pertencentes a cada agente individual não têm relação direta com as contas de energia dos reservatórios virtuais – a única exigência é que a *soma* dos créditos de reservatório virtual de todos os agentes deva corresponder à energia armazenada em determinado submercado (conforme os critérios apresentados na seção 5.3.2). A figura também apresenta o resultado da otimização do sistema: nota-se que são aceitos 800 GWh da oferta do agente 2 (mais barata) e 200 GWh da oferta do agente 1 (mais cara) para o atendimento da demanda, totalizando uma geração total de 1000 GWh para o submercado, a ser distribuída entre as hidrelétricas 1 e 2.

Figura 20 – Exemplo de alocação de geração física entre hidrelétricas pertencentes a um mesmo reservatório virtual agregado



Nota-se que a distribuição da produção total de 1000 GWh entre as hidrelétricas 1 e 2 pode ser feita de diferentes formas: pode-se produzir 500 GWh com o gerador 1 e 500 GWh com o gerador 2, ou produzir 400 GWh com o gerador 1 e 600 GWh com o gerador 2, por exemplo. De modo a evitar uma solução degenerada para a geração física das usinas, é introduzida na função objetivo do operador um termo que permite distinguir entre geradores pertencentes a um mesmo submercado: uma função Ψ que denominamos "critério de desempate". Nota-se que este critério de desempate deve ser inserido na

função objetivo com um peso muito pequeno, apenas para distinguir entre operações físicas que são *equivalentes* em termos da sua representação em reservatórios virtuais (como no exemplo da Figura 20 acima): em nenhuma hipótese o critério de desempate deve suplantar as preferências sugeridas pelas ofertas dos agentes.

O critério de desempate Ψ pode ser extraído do mesmo problema de otimização utilizado para calcular a função de agregação Φ (como introduzido na seção 5.3.2). A trajetória de esvaziamento dos reservatórios físicos sob as condições de referência descritas na seção 5.3.2 pode ser usada como "guia" para estabelecer qual a relação ótima entre esses níveis de armazenamento físicos. Por exemplo, no sistema representado na Figura 20, diferentes alocações de geração entre os dois geradores físicos resultam diferentes níveis de armazenamento físico ao final do período (por exemplo, 100 GWh no reservatório 1 e 400 GWh no reservatório 2, ou zero no reservatório 1 e 500 GWh no reservatório 2) – e o critério de desempate Ψ permite escolher a alocação que resulta uma distribuição de volumes mais próximas da "trajetória de esvaziamento de referência" apresentada anteriormente.

5.4 Representação dos reservatórios virtuais

5.4.1 Balanço de reservatórios virtuais e correspondência físico-virtual

Idealmente, é desejável que a compra de créditos em um reservatório virtual do ponto de vista de um participante no mercado elétrico brasileiro funcione exatamente como um *ativo financeiro***.** Por exemplo, no mercado de ações, qualquer agente pode escolher comprar no instante t determinada quantidade de ações: digamos que o agente escolhe comprar 1000 títulos de uma empresa do setor elétrico ao preço de 15 R$ por título. Os 1000 títulos comprados passam a compor a carteira do investidor no instante seguinte, e a partir daí o agente pode escolher novamente entre comprar ou vender ações (ao novo preço de mercado), sempre atualizando a sua carteira. A posição em carteira do agente no instante t é igual à posição em carteira do agente no instante $t-1$ mais a variação de posição (compra ou venda de ações) no instante t. Os fluxos financeiros do agente só se alteram quando o agente varia a sua posição: ele paga ao agente vendedor quando efetua uma compra de ações e recebe do agente comprador quando efetua uma venda. Embora a posição em carteira não implique em nenhum fluxo financeiro imediato[16], a carteira tem um "valor" que corresponde à expectativa de preço futuro da ação, levando em conta que o agente pode escolher liquidar a sua posição a qualquer momento.

As contas de reservatório virtual podem seguir exatamente o mesmo princípio base: cada agente possui uma "carteira" (ou posição atual v) cujo valor está ligado à expectativa de preços futuros do ativo, e um agente traduz esse seu ativo em um fluxo financeiro apenas quando ajusta a sua posição. Tais ajustes de posição, representados pela variável e, indicam a venda de parte dos créditos de reservatório virtual do agente ofertante (sendo que um valor de e negativo pode ser usado para representar uma *compra* de créditos de reservatório virtual de outros agentes do sistema). Nota-se que ainda não estamos tratando da alocação das afluências hidrelétricas – porém, é possível implicitamente incorporar o efeito dessa alocação representando a posição da carteira do agente v^0 no início do período como já incluindo eventuais alocações de afluência. Isto é, como indicado na Equação 2, $(v^0)^t$ representa uma soma da alocação de volume ao final do período anterior v^{t-1} com a alocação de afluências a^t no início do novo

[16] Nota-se que algumas ações pagam *dividendos*, o que gera fluxos financeiros mesmo sem a venda da ação. Esta característica mais complexa de algumas ações também tem paralelos com o mecanismo de reservatório virtual proposto – como será explorado na seção 5.5.

período: mais detalhes sobre a definição da componente a^t são apresentadas na seção 5.4.3, ao passo que a componente v^{t-1} é resultante do procedimento descrito na seção 5.5. Com isto, a equação de balanço dos reservatórios virtuais pode ser descrita pela Equação 3 – usando o índice b para representar o agente ofertante, r para denotar o submercado (reservatório virtual agregado) e t para denotar o período:

$$(v^0)^t_{rb} = v^{t-1}_{rb} + a^t_{rb} \quad (2)$$

$$\tilde{v}^t_{rb} = (v^0)^t_{rb} - e^t_{rb} \quad (3)$$

Nestas equações de balanço, nota-se que é prudente estabelecer que os créditos de energia calculados ao final do período para cada agente e cada reservatório virtual devem sempre ser não-negativos: $\tilde{v}^t_{rb} > 0$. Isto garante que nenhum agente se colocará em posição devedora no mercado de reservatórios virtuais (análogo a uma "venda a descoberto" no mercado de ações), reduzindo o risco de eventuais passivos financeiros.

É necessário ainda como um passo importante para o funcionamento do mecanismo estabelecer uma correspondência entre a representação dos reservatórios virtuais e a representação dos reservatórios físicos no problema de otimização. Esta questão foi inicialmente abordada na seção 5.3.1, em que algumas características do sistema brasileiro foram destacadas para ilustrar o grau de complexidade do desenho de um mecanismo de reservatórios virtuais que reflita a realidade física do sistema. A Equação de balanço (3 em particular tem relação com as equações de balanço dos reservatórios físicos, observando que a energia armazenada nos reservatórios virtuais está relacionada com o volume armazenado nos reservatórios físicos de acordo com os princípios estabelecidos na seção 5.3.2. Nota-se que, embora o balanço de reservatórios físicos envolva uma série de complexidades e não linearidades adicionais (como discutido na seção 5.3.1) ao passo que o balanço de reservatórios virtuais é uma função linear simples, é possível estabelecer uma equivalência entre o consumo de energia armazenada nos reservatórios virtuais e e uma "função de conversão de referência" $\breve{G}_j$ calculada a partir de dados de turbinamento, volume armazenado, e vertimento em cada hidrelétrica. O papel da função $\breve{G}_j$ é incorporar no balanço de reservatórios virtuais os efeitos potencialmente não-lineares das variáveis de turbinamento e vertimento – já que, como apresentado na seção 5.3.2, a energia armazenada nos reservatórios virtuais depende exclusivamente do volume armazenado nos reservatórios físicos. Intuitivamente, a função de conversão $\breve{G}_j$ guarda uma relação íntima com a função de produção real G_j de cada hidrelétrica (introduzida na seção 5.3.1) embora introduza alguns refinamentos adicionais. Por exemplo, a variável de vertimento causa relativamente pouco impacto na função de produção G_j (devido à influência desta variável sobre a altura do canal de fuga), mas seu impacto sobre a função de conversão $\breve{G}_j$ deve ser bastante significativo – já que o vertimento representa um "desperdício" do potencial de geração armazenado nos reservatórios (que poderia de outra forma ser convertido em energia).

De forma compacta, a correspondência físico-virtual pode ser representada no problema de otimização sob a forma da igualdade apresentada na Equação 4. O lado esquerdo desta igualdade contém a representação de quantidades físicas, agregadas para todos os subintervalos h de determinado dia t e para todas as hidrelétricas j pertencentes a determinado submercado r. Já o lado direito contém a representação de quantidades virtuais, que são agregadas para todos os ofertantes do sistema. Vale lembrar que, ainda que a função de conversão $\breve{G}_j$ não seja capaz de representar todas as nuances da operação das hidrelétricas físicas em cascata, desde que esta representação seja suficientemente próxima e não introduza incentivos perversos o mercado de reservatórios virtuais poderá operar de forma

robusta, com mínimos desvios da referência. Em particular, o mecanismo de ajuste de proporcionalidade (que será descrito em mais detalhe na seção 5.5) representa uma "segunda linha de defesa" que garante que não haverá divergência entre a realidade física dos níveis de armazenamento e a representação dos créditos de energia em reservatórios virtuais dos agentes do sistema.

$$\sum_{h\in t}\sum_{j\in r}\check{G}_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) = \sum_{b} e_{rb}^t \tag{4}$$

5.4.2 Ofertas de reservatório virtual

As ofertas de reservatório virtual são simples ofertas preço-quantidade como as detalhadas no capítulo 3 para agentes geradores de um modo geral. Da mesma forma que as ofertas preço-quantidade clássicas, a função objetivo do operador do sistema trata essas ofertas como uma representação das curvas de oferta e demanda do sistema, substituindo a representação baseada em custo utilizada no Brasil hoje. A principal distinção entre as ofertas preço-quantidade "clássicas" e as ofertas de reservatório virtual é que as ofertas clássicas são *horárias* (possibilitando representar a capacidade de geração ou perfil de demanda de cada agente a cada hora, ou a cada intervalo sem-horário) ao passo que as ofertas de reservatório virtual são *diárias*. Isto ocorre porque as ofertas de reservatório virtual têm por objetivo representar a valoração dos agentes para o nível de armazenamento *ao final do período* (de forma análoga à função de custo futuro na representação baseada em custos), ao passo que a distribuição da geração elétrica entre as horas possui uma alocação de responsabilidades diferente (como introduzido na seção 5.2.2 e aprofundado na seção 5.6). Estas ofertas diárias também simplificam a construção de estratégias de oferta pelos agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais, e permite que a dinâmica das ofertas horárias seja restrita aos agentes hidrelétricos (como explorado na seção 5.6), em linha com os princípios chave apresentados na seção 5.2.2.

Fazendo um paralelo com a representação baseada em custos, nota-se que a representação da curva de custos na função objetivo como o produto $c \cdot q$ (onde c é o custo unitário do gerador e q a quantidade que aquele gerador produz), é substituída pelas ofertas preço-quantidade clássicas, resultando termos em $p \cdot q$ (onde p é o preço ofertado pelo gerador e q novamente a quantidade de energia que ele produz, resultante do aceite das ofertas submetidas). Nota-se que q é uma variável de decisão de ambos os problemas, enquanto c e p são dados de entrada – ainda que p seja um dado de entrada que só é definido com poucas horas de antecedência no momento que o agente submete suas ofertas. No caso das ofertas de reservatório virtual, a lógica é similar, mas a correspondência não é tão imediatamente intuitiva, já que a representação baseada em custos envolve a representação de uma função de custo futuro $\alpha(\{\hat{v}_1, \hat{v}_2, \ldots \hat{v}_N\})$, que na representação baseada em ofertas é substituída por um produto $p \cdot e$ (onde p é o preço ofertado pelo ofertante de reservatórios virtuais e e representa a quantidade de energia correspondente às suas ofertas aceitas). Para entender como estas quantidades estão relacionadas, pode-se destacar que:

- Em primeiro lugar, vale lembrar que as ofertas dos agentes (representadas por pares preço-quantidade $p, \bar{e}$) são ressubmetidas a cada dia, de modo que os ofertantes de reservatórios virtuais sempre podem rapidamente adaptar suas estratégias de oferta em resposta a qualquer mudança nas condições de mercado. Esta prática seria análoga ao recálculo da função de custo futuro pelo operador, mas esse recálculo e atualização pode ser feito de forma contínua.

- Como introduzido na seção 5.4.1, o montante de ofertas aceito e relaciona-se diretamente com a energia armazenada ao final do período pela equação de balanço dos reservatórios virtuais – havendo apenas uma troca de sinal e a soma de uma constante correspondente ao volume armazenado no início do período. Como o armazenamento inicial é conhecido, é bastante simples fazer uma mudança de variável para interpretar a função de custo futuro representada por $p \cdot e$ como uma função linear por partes na variável de volume v. Por exemplo, se para um volume inicial de 500 GWh um ofertante mostra-se disposto a vender até 300 GWh a um preço de 100 $/MWh e os 200 GWh restantes a um preço de 200 $/MWh, isto pode ser reinterpretado como uma função de custo futuro em função do volume que valora a 200 R$/MWh cada unidade de volume armazenado ao final do período até 200 GWh, e a 100 R$/MWh cada unidade de volume armazenado ao final do período entre 200 GWh e 500 GWh.
- Embora a função de custo futuro nos softwares de otimização do setor elétrico brasileiro possa levar em conta eventuais interdependências entre diferentes níveis de armazenamento $\hat{v}$, nota-se que quando todos os níveis de armazenamento do sistema (exceto um) são mantidos fixos, o formato que a função de custo futuro α apresenta para este reservatório remanescente é exatamente uma curva linear por partes – que pode, portanto, ser representada no formato $p \cdot e$ naturalmente. Ainda que na prática os agentes ofertantes não conheçam de antemão os volumes armazenados ao final do período para os outros reservatórios virtuais do sistema, nota-se que os agentes são capazes de fazer análises sob incerteza da evolução provável do armazenamento no sistema como um todo e adaptar suas estratégias de oferta à medida que nova informação surge.

Consequentemente, devido ao próprio dinamismo das ofertas, é possível substituir a função de custo futuro α usada no modelo baseado em custos por uma somatória de termos em $p \cdot e$ (representando uma curva de ofertas aceitas) no modelo baseado em ofertas, sem perda de generalidade da representação. Desde que os agentes tenham os incentivos corretos para atuar no mercado de ofertas de reservatórios virtuais, as ofertas $p \cdot e$ devem refletir as expectativas dos agentes no que diz respeito ao valor futuro da energia armazenada – de forma análoga, portanto, à função de custo futuro "clássica" do modelo baseado em custos.

Um último ponto que merece destaque, fazendo um paralelo com o tema explorado na seção 3.3.1, é que é desejável que os ofertantes tenham a capacidade de representar suas ofertas preço-quantidade de forma *granular* – isto é, com um número razoável de segmentos (ou pares preço-quantidade) de forma que a verdadeira disposição a receber dos agentes ofertantes possa ser representada com boa precisão.

5.4.3 Alocação das afluências

Como apresentado no exemplo da seção 5.2.1, no mecanismo de reservatórios virtuais proposto as afluências às usinas são alocadas aos agentes de acordo com sua participação no Mecanismo de Realocação de Energia brasileiro, respeitando assim a alocação de direitos de propriedade atual envolvendo os agentes do MRE. De forma mais concreta, o mecanismo proposto para a alocação das afluências é apoiado em três componentes principais:

- Um conjunto de parâmetros γ_b que representam as "cotas" de participação do agente b no MRE – estes parâmetros são pré-definidos de acordo com as regras do próprio MRE, e, para efeitos

da formulação apresentada nesta proposta de desenho conceitual, a soma destes coeficientes para todos os agentes ofertantes b deve ser igual a 1.

- Uma função de agregação $\breve{\Phi}_r$ análoga à função de agregação definida na seção 5.3.2 para as unidades de volume. Esta função converte as afluências $\hat{a}_j^h$ representadas em unidades hídricas (Hm3) em unidades de energia (GWh), de uma forma que seja compatível com a equação de balanço dos reservatórios virtuais.
- Uma representação de outras componentes $\hat{\epsilon}_j$ que fazem parte do balanço hídrico dos reservatórios físicos, de acordo com o apresentado na seção 5.3.1. Nota-se que os direitos de propriedade do MRE, na realidade, aplicam-se sobre as *afluências líquidas* $\hat{a}_j^*$, definidas como as afluências "brutas" $\hat{a}_j$ subtraídas das componentes de "perdas" $\hat{\epsilon}_j$. Por brevidade, nos referimos ao termo a_{rb}^t simplesmente como a "componente de afluências" (sem especificar afluências líquidas), e vale notar que a componente de perdas possui, quase sempre, magnitude muito inferior à componente de afluências brutas. Entretanto, de modo a garantir sinais de preço consistentes com o novo mecanismo, é importante assegurar que as componentes $\hat{\epsilon}_j$ estejam devidamente contempladas na alocação de direitos de propriedade.

Consolidando estes três elementos, a equação que rege a alocação de afluências (em unidades de energia) a_{rb}^t para cada agente b no reservatório virtual r é apresentada na Equação 5.

$$a_{rb}^t = \gamma_b \cdot \breve{\Phi}_r(\{\hat{a}_1^*, \hat{a}_2^*, \dots \hat{a}_N^*\}) = \gamma_b \cdot \breve{\Phi}_r(\{\hat{a}_1 - \hat{\epsilon}_1, \hat{a}_2 - \hat{\epsilon}_2, \dots \hat{a}_N - \hat{\epsilon}_N\}) \quad (5)$$

Cabe ainda aqui uma discussão a respeito da escolha da função de agregação $\breve{\Phi}_r$ utilizada para o cálculo da componente de afluências. Uma solução elegante para esta questão é que *exatamente a mesma* função de agregação Φ_r introduzida na seção 5.3.2 pode ser utilizada para esta conversão de afluências em unidades de energia: os mesmos princípios que regem a proposta para a agregação de volumes armazenados, em particular o argumento de que deve haver uma relação direta entre a função de agregação e a "capacidade de se produzir energia" com o sistema em condições de referência, também valem para a agregação das afluências. Utilizar a mesma função de agregação também garante algum grau de *compatibilidade* entre a representação destas duas componentes – o que é bastante desejável, já que elas são as principais componentes da equação de balanço dos reservatórios virtuais.

Nesta representação da função de agregação $\breve{\Phi}_r = \Phi_r$, admite-se que todos os geradores do sistema se encontram no seu volume mínimo antes da chegada das afluências líquidas $\hat{a}_j^*$, e o problema de otimização é utilizado para determinar qual a máxima produção que o sistema hidrelétrico é capaz de produzir utilizando este recurso. Em situações excepcionais, $\hat{a}_j^*$ pode ser negativo para algumas usinas (o que tipicamente implica que este déficit precisaria ser compensado com afluências a montante na cascata), e o "volume inicial" $\hat{a}_j^*$ desta simulação pode ser maior do que o volume máximo de algumas usinas – isto não representa nenhum empecilho à simulação, e deve-se garantir que o volume máximo seja respeitado ao final do primeiro período (o que em particular representa corretamente a capacidade de produção das usinas a fio d'água caso recebam uma afluência maior do que o máximo que são capazes de turbinar). Outra propriedade de se utilizar a função de agregação Φ_r é que, como o fator de produção das centrais hidrelétricas aumenta com o volume disponível, de um modo geral haverá sempre um *excedente* observado ao final do período devido à desigualdade representada na Equação 6: este excedente devido à *interação* entre os volumes armazenados no início do período $\hat{v}_j$ e as afluências líquidas $\hat{a}_j^*$ é alocado de acordo com o procedimento apresentado na seção 5.5.

$$\Phi_r(\{\hat{v}_1 + \hat{a}_1^*, \hat{v}_2 + \hat{a}_2^*, \dots \hat{v}_N + \hat{a}_N^*\}) \geq \Phi_r(\{\hat{v}_1, \hat{v}_2, \dots \hat{v}_N\}) + \Phi_r(\{\hat{a}_1^*, \hat{a}_2^*, \dots \hat{a}_N^*\}) \quad (6)$$

5.5 Conciliação por ajuste de proporcionalidade

Como introduzido na seção 5.2.3, o mecanismo de *conciliação* das posições de volume armazenado dos agentes é a última etapa do procedimento de mercado, que idealmente deve ser realizada após a liquidação do mercado de balanço e resultar em algum potencial *ajuste* nas posições de créditos de reservatório virtual a cada agente individual para a etapa seguinte. O objetivo central da etapa de conciliação é assegurar que, a cada período, haja *equivalência* ente a posição agregada dos reservatórios virtuais dos agentes e o armazenamento efetivamente medido nos reservatórios do sistema. O mecanismo proposto para esta etapa de conciliação, o chamado *ajuste de proporcionalidade*, envolve três etapas bastante intuitivas:

- Utilizam-se medições reais da situação do volume armazenado nas hidrelétricas do sistema ao final do período para calcular a energia armazenada em cada reservatório virtual agregado, $\Phi_r(\{\hat{v}_1, \hat{v}_2, \dots, \hat{v}_N\})$, como apresentado na seção 5.3.2.
- Calcula-se a soma das posições dos agentes nas suas contas de reservatório virtual, $\sum_b \tilde{v}_{rb}$, utilizando os volumes virtuais finais (conforme definidos pela equação de balanço apresentada na seção 5.4.1) resultantes do problema de otimização que representa o sistema.
- Caso estas duas quantidades sejam diferentes, visto que elas visam representar a mesma grandeza, faz-se necessário ajustar as posições dos agentes para que elas retornem um resultado mais aderente à realidade física.

O mecanismo de ajuste proposto para esta etapa é bastante simples, como representado na Equação 7. Nota-se que as posições finais v_{rb}^t dos agentes em cada reservatório virtual (que serão utilizadas na etapa seguinte) são proporcionais aos "volumes preliminares" $\tilde{v}_{rb}$ resultantes da equação de balanço de reservatórios virtuais, e nota-se também que, após o ajuste, garante-se que há compatibilidade entre o armazenamento nos reservatórios físicos e as contas de reservatório virtual: $\sum_b v_{rb} = \Phi(\{\hat{v}_1^t, \hat{v}_2^t, \dots, \hat{v}_N^t\})$.

$$v_{rb}^t = \Phi(\{\hat{v}_1^t, \hat{v}_2^t, \dots, \hat{v}_N^t\}) \cdot \frac{\tilde{v}_{rb}^t}{\sum_b \tilde{v}_{rb}^t} \quad (7)$$

Apesar de sua evidente simplicidade, a etapa de ajuste de proporcionalidade possui ao menos três funções cruciais para o estabelecimento de sinais de preços eficientes no mecanismo de reservatórios virtuais: (i) ela é uma "última linha de defesa" para garantir que não haja diferenças sistemáticas entre os reservatórios físicos e os reservatórios virtuais, como introduzido na seção 5.2.3; (ii) ela representa um mecanismo eficiente para a alocação do *excedente* associado à interação entre volumes armazenados e afluências, como introduzido na seção 5.4.3; e (iii) ela tem também a função de responsabilizar os agentes adequadamente pela ocorrência de eventuais "vertimentos por excesso de prudência", como explorado na seção 10.4 do Anexo 2.

No que diz respeito ao primeiro efeito (i.e., ajuste de proporcionalidade operando como "última linha de defesa"), nota-se que evidentemente é desejável minimizar qualquer tipo de discrepância entre a realidade e as representações do modelo de otimização (o que faria com que essa componente se aproximasse de zero). Entretanto, sabe-se que na prática esta tarefa é muito difícil, já que há um grande número de usinas hidrelétricas que podem estar sujeitas, cada uma delas, a incertezas nas medições das

afluências (e outras componentes do balanço hídrico), incertezas na representação da função de produção das hidrelétricas, e outras componentes (vide seção 5.3.1). Desde que não haja erros de medição *sistemáticos*, entretanto, é razoável tratar todos esses potenciais desvios em conjunto (o que, pela lei dos grandes números, tenderia a reduzir ainda mais o erro de representação do reservatório virtual agregado) e deixar que se anulem com o passar do tempo. Para uma discussão a respeito dos sinais de preço e eventuais erros sistemáticos, vide seção 5.6.

Quanto ao segundo efeito (i.e., alocação de excedentes da interação entre volume armazenado e afluências), nota-se que, na maior parte das circunstâncias em que não há vertimento, o armazenamento nos reservatórios resultaria em uma pequena "taxa de retorno" por consequência do investimento de cada agente individual em créditos de reservatório virtual. Esta "taxa de retorno" tem analogia com outros ativos financeiros (como ações que pagam dividendos ou títulos públicos que pagam juros) e ela ajuda a incentivar os agentes ofertantes a manter posições compradas no mercado de créditos de reservatórios virtuais – entretanto, vale destacar que esta taxa de retorno tem raízes inteiramente *físicas*, e está associada ao benefício que um nível de reservatório mais alto traz para o sistema (no que diz respeito principalmente a um aumento na produtividade das hidrelétricas).

Já o terceiro efeito (i.e., distribuição de responsabilidades em caso de vertimentos turbináveis) tem um efeito negativo em média, ao contrário do segundo efeito descrito acima – mas sua influência está limitada a cenários em que há a possibilidade real de vertimento, e ele terá suas consequências negativas concentradas sobre os agentes que (imprudentemente) mantiveram um nível de créditos nos seus reservatórios virtuais elevado mesmo sabendo da iminência do vertimento. Com isso, nenhum agente possui incentivos para continuar a manter um nível de reservatório alto em cenários de afluências abundantes – e, inversamente, caso algum agente do sistema esteja tomando uma decisão irracional deste tipo, os outros agentes podem adaptar suas estratégias de modo a aumentar seus lucros (levando vantagem sobre a estratégia irracional do seu competidor). Assim, os agentes que *tomam decisões melhores* (isto é, mais alinhadas com a realidade física do sistema) são beneficiados, e os agentes que contribuem desproporcionalmente mais para a ocorrência de eventos de vertimento são penalizados. Desta forma, o mecanismo leva a uma estrutura de incentivos que torna *menos provável* a ocorrência de eventos de vertimento.

5.6 Responsabilidades e incentivos aos agentes hidrelétricos individuais

5.6.1 Capacidade de gestão horária da energia

Como ilustrado pelo exemplo apresentado na seção 5.2.1, o cerne do mecanismo de reservatórios virtuais está na construção de um mecanismo de ofertas para a *gestão intertemporal* do sistema hidrelétrico, em que cada agente faz ofertas que dizem respeito ao nível de armazenamento no sistema como um todo, e não apenas no seu próprio reservatório. Como introduzido na seção 5.4.2, esta gestão intertemporal é feita por meio de ofertas *diárias* que refletem o valor percebido da energia armazenada nos reservatórios ao final de cada dia. A alocação *intradiária* da produção hidrelétrica continuaria a ser resultante do processo de otimização realizado pelo operador do sistema (que incorporaria as características físicas detalhadas do sistema, como apresentado na seção 5.3). Esta implementação é em linha com propostas de desenho conceitual estudadas anteriormente (Comitê de Revitalização 2002b), e nota-se que esta introdução de ofertas *diárias* de reservatório virtual já seria suficiente para introduzir

oportunidades significativas de ganhos de eficiência no mercado elétrico brasileiro por meio dos princípios da oferta de preços.

Entretanto, um questionamento que cabe é se não haveria espaço para ganhos de eficiência ainda maiores caso o mecanismo pudesse acomodar também ofertas intradiárias para as hidrelétricas participantes do MRE (nota-se que, como explorado no capítulo 3, estas ofertas intradiárias já estariam disponíveis para outras tecnologias). De fato, embora o operador do sistema inclua representações relativamente detalhadas da realidade física dos geradores hidrelétricos (como apresentado na seção 5.3), a melhor informação sempre deve estar disponível para o proprietário da usina, que lida com os equipamentos no dia a dia e pode estar ciente de restrições e efeitos particulares não perfeitamente representados no modelo de despacho. Devido a essa característica, entretanto, vale destacar que o melhor candidato a fazer este tipo de oferta que possa levar a um ajuste *intradiário* na operação seriam os agentes proprietários de hidrelétricas diretamente (seguindo a lógica de alocação de responsabilidades discutida na seção 5.2.2), e não os agentes ofertantes de reservatório virtual.

Nota-se que o papel que as hidrelétricas individuais podem ter na alocação intradiária da sua operação é limitado, visto que, pela lógica do mecanismo proposto, os ofertantes de reservatórios virtuais seriam responsáveis por determinar a geração agregada. Entretanto, podem-se identificar ao menos duas formas segundo a qual declarações dos agentes hidrelétricos poderiam afetar o despacho intradiário de uma forma que se mantém consistente com o paradigma de reservatórios virtuais:

- Um tipo de declaração que poderia caber aos proprietários das hidrelétricas seria informar o operador a respeito de *limites operativos horários* (turbinamento mínimo e turbinamento máximo) que devam ser respeitados pela operação do modelo[17]. Este tipo de declaração permite acomodar uma ampla gama de *restrições operativas* particulares que muitas vezes afetam as usinas hidrelétricas e que atualmente são solucionadas caso a caso pelo operador na construção do programa diário de produção (vide seção 4.2.3). Em um contexto de um mercado baseado em ofertas, é desejável que os agentes informem suas restrições *ex ante* (e nunca *depois* que o despacho ótimo já tenha sido calculado), incorporando-as nas suas ofertas de disponibilidade.
- Outra possibilidade seria por meio de uma declaração da função de produção "real" G_j^*, que pode diferir da função de produção G_j tipicamente utilizada pelo operador (conforme representado na seção 5.3.1). Nota-se que, além da possibilidade de se fazer ajustes na produtividade (com o gerador conseguindo consumir menos água para produzir o mesmo montante de eletricidade), também é possível incorporar efeitos mais sutis. Por exemplo, uma função de produção "mais côncava" na variável de turbinamento indica que a hidrelétrica perde bastante produtividade ao variar o seu nível de geração (o que levaria o modelo de otimização a propor um perfil de produção menos variável), enquanto uma função de produção "mais linear" implica que a hidrelétrica pode variar seu perfil de produção à vontade de modo a capturar preços mais elevados nos intervalos intradiários (com baixa perda de produtividade).

Com esses "graus de liberdade", os agentes hidrelétricos poderiam ter influência sobre o *perfil operativo* da hidrelétrica ao longo das horas do dia – embora não sejam submetidas ofertas preço-quantidade tradicionais (como as descritas no capítulo 3), o efeito global seria bastante similar, implicando em maior autonomia aos agentes proprietários de hidrelétricas e criando oportunidades para ganhos de

[17] Tais limites podem ser interpretados também como ofertas de *disponibilidade* da usina.

eficiência no sistema (já que os agentes fariam um esforço maior para assegurar que suas reais restrições operativas e função de produção estivessem devidamente representadas no modelo).

5.6.2 A questão dos incentivos

Como introduzido na seção 5.2.2, entretanto, não basta que os agentes hidrelétricos tenham a *flexibilidade* de fazer ofertas – é importante também que tenham associadas a esta flexibilidade os *sinais de preços* corretos para que os incentivos do agente estejam alinhados com o que seria ótimo do ponto de vista sistêmico. Desta forma, o desejo de se introduzir *incentivos à eficiência* da operação dos agentes hidrelétricos implica na construção de um *sinal de preços* que seja percebido por estes agentes diretamente (e não por meio do MRE ou das estratégias de oferta nos reservatórios virtuais, o que enfraqueceria os incentivos).

Uma preocupação relevante na construção destes sinais de preço é evitar que a hidrelétrica possa de alguma forma *falsificar* as medições das grandezas físicas utilizadas nas liquidações financeiras de modo a beneficiar-se – observando que as medições físicas seriam usadas para medir a *produtividade* da hidrelétrica e também os resultados finais de balanço de reservatórios virtuais (como discutido na seção 5.5). Dada esta preocupação com a acurácia das medições, parece razoável exigir que, para que um gerador hidrelétrico possa ter direito a fazer ofertas livremente como introduzido na seção 5.6.1 (e, consequentemente, para que possa receber os fluxos financeiros que representam o seu incentivo à produtividade), sejam instalados *equipamentos de medição* mais sofisticados que possam dar segurança a respeito da acurácia dos dados submetidos ao operador. A falta de dados detalhados de medição para validar parâmetros da operação de hidrelétricas individuais é uma dificuldade histórica do sistema elétrico brasileiro, e para muitas usinas mais antigas se justificariam estudos para validação da curva de produção e outras curvas fundamentais descrevendo a realidade física do reservatório: em (Lamas 2018), por exemplo, é explorada a possibilidade de revisão da relação entre a cota do reservatório e o volume físico armazenado. Ao colocar a *responsabilidade* pelas medições no próprio agente proprietário da hidrelétrica, e tendo como contrapartida a possibilidade de capturar lucros associados à componente de produtividade do gerador hidrelétrico, espera-se que seja possível vencer esses obstáculos históricos – já que os próprios agentes hidrelétricos passariam a ter incentivos para instalar os medidores necessários para validar seus ganhos de eficiência. A medição dos reservatórios e das afluências é relevante para os incentivos fornecidos aos agentes de geração, como destacado na seção 6.3.4.

Infelizmente, uma limitação desta estratégia é que, enquanto os agentes não fizessem os investimentos necessários em infraestrutura de medição, os agentes não teriam incentivos a melhorar sua produtividade tampouco: a componente de receitas correspondente a esta eficiência da conversão seria alocada de acordo com as taxas de participação do MRE, no lugar de funcionar como um incentivo privado aos agentes que fossem capazes de melhorar sua função de produção para a produção de energia intradiária. Isto significaria que, ao menos em um período de transição enquanto nem todos os agentes hidrelétricos estivessem adaptados à nova realidade do mecanismo de oferta de preços, os incentivos à eficiência dos agentes hidrelétricos seriam muito fracos (ou mesmo inexistentes).

Esta característica de incentivos fracos é uma fragilidade conhecida do Mecanismo de Realocação de Energia atualmente aplicado no Brasil. Segundo o modelo atual, cada agente não vende a sua própria energia no mercado de curto prazo: em vez disso, a receita de todos os agentes é agregada em um *pool* comum e redistribuída de acordo com fatores de participação pré-definidos (os fatores γ, como

utilizado ao longo deste capítulo) e o agente apenas recebe a TEO (vide seção 10.3 no Anexo 2) proporcionalmente à sua geração própria. Consequentemente, caso um gerador hidrelétrico tome alguma iniciativa que resulte em um aumento dos seus lucros (por exemplo, que permita que o gerador produza mais e/ou seja mais produtivo nas horas de ponta em que os preços são mais elevados), de um modo geral o benefício associado a essa ação seria *socializado* entre os agentes participantes do MRE – de modo que nenhum agente tem incentivos para investir em iniciativas deste tipo. Evidentemente, há um custo associado a essa falta de incentivos, que pode ser difícil de mensurar: não apenas os agentes hidrelétricos perdem o incentivo para investir em melhorias de equipamento e aumento de produtividade, como há também pequenas otimizações no dia a dia que os agentes poderiam buscar caso fossem incentivados a tal (como a escolha do cronograma de manutenções, ou a preferência entre acionar 3 turbinas a 50% da capacidade ou 2 turbinas a 75% da capacidade para atender a determinado cronograma de produção).

Apesar desta limitação, seguir o princípio fundamental de garantir que os agentes eventualmente terão os *incentivos* para tomar iniciativas que serão benéficas para o sistema está em linha com toda a filosofia de um mercado baseado em ofertas – e, ainda que as oportunidades individuais para ganhos de eficiência sejam relativamente pequenas, o efeito agregado para todas as hidrelétricas do sistema pode ser significativo. Com base nestes princípios, a formulação proposta para introduzir sinais de preço aos agentes hidrelétricos individuais é introduzida na seção 10.2 – e um exemplo de funcionamento que inclui estas componentes de liquidação é apresentado na seção 5.7.2. Cabe destacar, entretanto, que o desenho de mecanismo proposto é *compatível* com uma implementação em que *nenhum* dos geradores hidrelétricos do sistema participa do mercado de ofertas (o que poderia ser o caso em um período de transição inicial): nessa situação, eventuais excedentes da operação horária das hidrelétricas seriam alocados integralmente ao MRE, exatamente como ocorre hoje.

5.7 Exemplo de consolidação de fluxos financeiros

5.7.1 Remuneração marginalista e componentes de liquidação

Nota-se que a precificação da energia elétrica em mercados elétricos liberalizados (e, em particular, mercados elétricos baseados em ofertas) segue a *teoria marginalista*, segundo a qual a remuneração dos agentes pela venda de determinado produto deve ser dada pelo *valor marginal* desse produto para a sociedade. No contexto da literatura de otimização, este custo marginal é dado pela variável dual da restrição de atendimento à demanda, também conhecida como o *preço-sombra* do suprimento de eletricidade. Este mecanismo de remuneração é o que garante que a *maximização dos lucros* dos agentes individuais (onde os preços percebidos pelos ofertantes são iguais aos preços-sombra) resulte nas *mesmas decisões operativas* que o problema de otimização solucionado de uma só vez por um agente onisciente e benevolente para maximizar o bem-estar da sociedade. Este tema é explorado em mais detalhe na seção 10.2 no Anexo 2.

Da mesma forma, seguindo a teoria marginalista, a principal componente de liquidações do desenho conceitual do mecanismo de reservatórios virtuais (que denominamos $R^{mercado.B}$) corresponde ao produto da quantidade de "créditos de reservatório virtual" vendida no mercado, e_{rb}^{t}, multiplicada pelo preço-sombra $\hat{\pi}_{r}^{t}$. Este preço-sombra *não* é o mesmo preço spot das liquidações de venda de energia elétrica, e em vez disso, corresponde à variável dual da restrição de equivalência físico-virtual introduzida na seção 5.4.1 (mais detalhes na seção 10.2 no Anexo 2). Temos, com isto, como

componente principal das liquidações do mercado de reservatórios virtuais a expressão apresentada na Equação (8).

$$R_{rb}^{mercado.B}(t) = \hat{\pi}_r^t \cdot e_{rb}^t \quad (8)$$

Além desta componente principal, entretanto, há cinco componentes adicionais que foram introduzidas na seção 5.2.2 e cujo cálculo é detalhado no Anexo 2:

- $R^{restricoes.M}$: corresponde a pagamentos (valor negativo) dos participantes do MRE associados ao custo de atendimento de restrições ambientais e de usos múltiplos, tais como limites de defluência mínima.
- $R^{O\&M.B}$: pagamento (valor negativo) realizado pelos agentes ofertantes de reservatórios virtuais para remunerar os proprietários das usinas hidrelétricas por seu custo de O&M variável.
- $R^{O\&M.H}$: remuneração recebida pelos agentes proprietários de ativos hidrelétricos para recompensar os custos variáveis incorridos na operação. Tais custos são calculados a partir da TEO (Tarifa de Energia de Otimização). Esse componente está associado a $R^{O\&M.B}$, uma vez que o valor total recebido pelos proprietários de centrais deve obviamente igualar o montante total pago pelos ofertantes de reservatórios virtuais.
- $R^{ponte.H}$: parcela da liquidação "ponte" – entre o mercado de reservatórios virtuais e o mercado de eletricidade – alocada aos proprietários de usinas hidrelétricas, de modo a remunerar a eficiência da conversão de água em energia de cada central e a acurácia da curva de produção informada ao operador.
- $R^{ponte.M}$: parcela da liquidação "ponte" alocada de forma sistêmica aos agentes participantes do MRE – em particular, para geradores que não possuem a infraestrutura de medição necessária para demonstrar a sua eficiência de conversão e ser remunerados por isso.

Nota-se que cada uma dessas componentes faz-se *necessária* para que o mecanismo possa funcionar como devido, no sentido de apontar os incentivos corretos e garantir que as particularidades do sistema hidrelétrico *físico* sejam devidamente acomodadas de forma consistente (como explorado na seção 5.3.1) – já que elementos como a organização das hidrelétricas em cascatas, suas curvas de produção não lineares, e a existência de restrições ambientais poderiam levar a incentivos perversos nas componentes de liquidação caso não fossem devidamente tratadas. Apesar da complexidade deste tratamento (explorada em detalhe no Anexo 2), um entendimento *intuitivo* das seis componentes de liquidação é suficiente para compreender o seu papel nas liquidações de mercado, como será demonstrado com um *sistema exemplo* apresentado nas seções 5.7.2 e 5.7.3.

Nota-se ainda que no índice de cada componente de receitas, identifica-se com "M" as componentes alocadas aos agentes do MRE, com "H" as componentes alocadas aos proprietários das hidrelétricas individuais, e com "B" as componentes alocadas aos agentes ofertantes de reservatório virtual (de acordo com as possíveis "filosofias" de alocação discutidas na seção 5.2.2). Tomando o conjunto destas componentes de receita, incentivos, e responsabilidades, o resultado final do desenho conceitual do procedimento de reservatórios virtuais para um desenho de mercado baseado em ofertas é sintetizado na Tabela 4.

Tabela 4 – Resumo do funcionamento do mecanismo para os agentes do mercado hidrelétrico em suas múltiplas funções

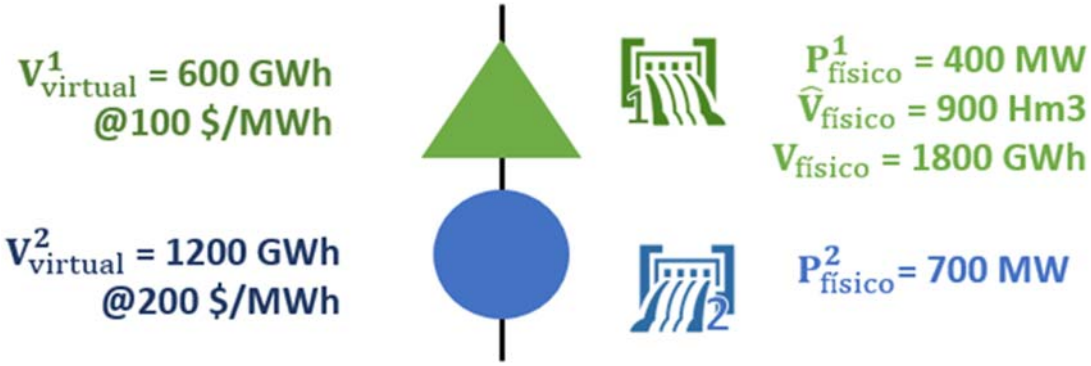
Elementos	Ofertante de reservatórios virtuais	Participante do MRE	Proprietário de usina hidrelétrica
Parâmetros chave	v_{rb}^{t-1}: créditos de reservatório virtual resultante do período anterior (atualizado dinamicamente)	γ_b: parâmetro definido *ex ante* (regra do MRE) L_i: Lado direito das restrições ambientais	G_j: função de produção de referência (usada para definir Φ, $\check{G}_j$, etc.)
Que informações mudam diariamente?	Ofertas preço-quantidade de reservatório virtual: $(p, \bar{e})$	Recebimento de créditos de afluências a	Função de produção "real" G_j^* e restrições operativas (por exemplo, g_{min} e g_{max} horários)
Componentes de receita	$R_{rb}^{O\&M.B} + R_{rb}^{mercado.B}$	$R_{rb}^{ponte.M} + R_{rb}^{restricoes.M}$	$\hat{R}_j^{O\&M.H} + \hat{R}_j^{ponte.H}$
Afetado pelo ajuste de proporcionalidade?	Sim	Não	Não

5.7.2 Sistema exemplo e liquidações

Para ilustrar o mecanismo, vamos construir um exemplo. Consideramos um cenário em que há duas hidrelétricas em cascata pertencentes ao mesmo submercado, no qual apenas a hidrelétrica a montante (agente 1) possui reservatório, mas a hidrelétrica a jusante (agente 2) possui uma potência instalada mais elevada – como ilustrado na Figura 21. Da mesma forma que no exemplo introduzido na seção 5.2.1, a demanda a ser suprida é igual a 1000 MW (ou 1000 GWh), e o sistema pode lançar mão de um gerador termelétrico a um custo de 500 $/MWh caso necessário. O coeficiente de produção é igual a 1 GWh/Hm3 nas usinas 1 e 2, de modo que cada Hm3 armazenado no reservatório 1 é capaz de produzir 2 GWh na condição de referência (despachando ambas as usinas da cascata).

No exemplo da Figura 21, nota-se que o agente 1 é detentor de créditos de reservatório virtual totalizando 600 GWh (oferecidos ao mercado ao preço de 100 $/MWh), ao passo que o agente 2 detém créditos totalizando 1200 GWh (oferecidos ao mercado ao preço de 200 $/MWh). Nota-se que a *soma* dos créditos de reservatório virtual dos dois agentes deve corresponder à energia armazenada física do sistema, já que, pelas regras do mecanismo, ambos os agentes têm direito a comercializar estes créditos independentemente dos seus reservatórios físicos. Assim, a usina 2, embora não possua reservatório físico, pode adquirir participação no reservatório virtual do sistema (o que implicitamente implicaria em mais água sendo armazenada no reservatório físico da usina 1). Assim, o volume armazenado total no reservatório físico é a soma dos volumes virtuais alocados a cada agente (1800 GWh, que, de acordo com a taxa de conversão de 2 GWh/Hm3, correspondem a um armazenamento físico de 900 Hm3).

Figura 21 – Parâmetros do sistema em cascata utilizado como exemplo



Admitem-se ainda as seguintes considerações adicionais:

- A usina 1 (a montante) está sujeita a uma restrição de defluência mínima que a obriga a turbinar (ou verter) no mínimo 300 Hm3 no período
- Admite-se $\text{TEO} = 10$ \$/MWh para remunerar os custos de operação e manutenção de ambos os geradores
- Admite-se que os dois geradores são cotistas do MRE com frações de participação iguais, $\gamma_1 = \gamma_2 = 0{,}5$

Baseado nesse conjunto de premissas, é possível calcular o despacho de mínimo custo. Para atender à demanda de 1000 MW (ou 1000 GWh), o operador despachará a usina 1 (a montante) à sua máxima capacidade (400 MW ou 400 GWh). Para isso, será necessário turbinar 400 Hm3 de água, que serão usados pela hidrelétrica 2 (a jusante) para gerar 400 MW adicionais. Para suprir os 200 MW restantes, a opção mais barata – dado que a central 1 já atingiu sua capacidade e a térmica oferece um custo mais elevado – será verter 200 Hm3 do reservatório (físico) da usina 1 para que essa água possa ser usada pela hidrelétrica 2. A restrição de defluência mínima é satisfeita ($u_1 = 400$ e $s_1 = 200$), de modo que o preço sombra associado a ela é nulo.

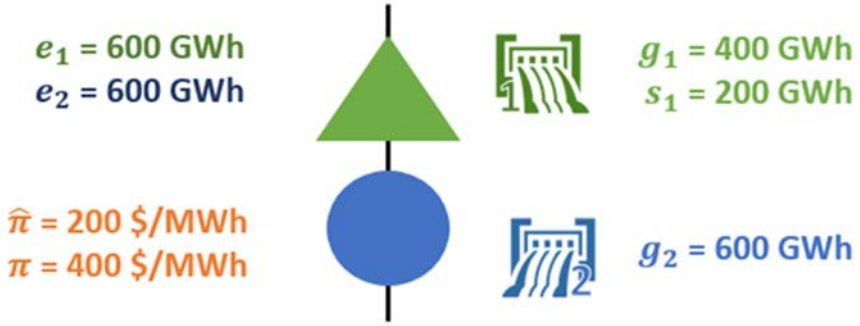
Nota-se, portanto, que o despacho ótimo envolve um *vertimento voluntário* no gerador a montante 1 (usando a nomenclatura descrita na seção 10.4 do Anexo 2). Pelas próprias equações que regem o problema, este vertimento no reservatório físico é devidamente capturado na representação dos reservatórios virtuais: a energia adquirida dos reservatórios virtuais deve ser suficiente para cobrir a energia efetivamente produzida pelos geradores mais uma quantidade correspondente ao vertimento físico no reservatório. A Tabela 5 apresenta o resultado do problema de otimização do operador nessa situação exemplo, em termos de variáveis primais e variáveis duais.

Tabela 5 – Resumo de valores ótimos das variáveis resultantes da solução ótima do sistema exemplo

Variáveis	Valores	Comentário
Distribuição de gerações	$g_1 = u_1 = 400$ $g_2 = u_2 = 600$ $g_T = 0$	É desejável produzir g_1= 400 GWh com o gerador 1 e g_2= 600 GWh com o gerador 2, sem acionar a térmica. A quantidade de água turbinada u é numericamente igual à geração g (fator de produção unitário)
Balanço hídrico	$\tilde{v} = 900 - 600 = 300$ $s_1 = 200$ $s_2 = 0$	Devido à limitação de potência instalada do gerador 1, deve-se verter s_1= 200 Hm3 para disponibilizá-los para o gerador 2. Dos 900 Hm3 inicialmente disponíveis, consomem-se 600 Hm3 (turbinamento e vertimento)
Restrição da correspondência físico-virtual	$(e_1 + e_2) - (u_1 + u_2)$ $-(s_1 + s_2) = 0 : \hat{\pi}$ $\hat{\pi} = 200$	A variável dual da correspondência físico-virtual $\hat{\pi}$ é dada pelo preço da oferta aceita mais cara, ou seja 200 $/MWh
Balanço de reservatórios virtuais	$e_1 = 600$ $e_2 = 600$ $v_1 = 600 - e_1 = 0$ $v_2 = 1200 - e_2 = 600$	Todos os 600 GWh ofertados pelo agente 1 são aceitos (e_1), e 600 GWh do montante ofertado pelo agente 2 são aceitos (e_2). Pelo efeito do vertimento voluntário, as ofertas totais aceitas $e_1 + e_2$= 1200 GWh são maiores do que a geração total de 1000 GWh
Restrição de atendimento à demanda	$g_1 + g_2 + g_T$ $= 1000 : \pi$ $\pi = 400$	Na restrição de atendimento à demanda, a variável dual é *duas vezes* mais cara do que $\hat{\pi}$, refletindo a necessidade de verter (sem esse vertimento, seria possível produzir 2 GWh com cada Hm3 consumido do reservatório, e não apenas 1 GWh)
Restrição de defluência mínima	$u_1 + s_1 \geq 300 : \lambda_1$ $\lambda_1 = 0$	A restrição de defluência mínima é atendida com folga, de modo que a variável dual associada λ_1 é nula

A Figura 22 apresenta um resumo das variáveis resultantes do processo de otimização das duas hidrelétricas em cascata: como verificado, a decisão ótima envolve o vertimento de 200 Hm³ do reservatório da usina 1, o que por sua vez resulta em um preço spot da eletricidade π mais elevado que o preço de equilíbrio das ofertas de reservatório virtual $\hat{\pi}$.

Figura 22 – Resultados da otimização do sistema exemplo 1 em cascata utilizado para ilustrar o efeito das componentes de receita



Finalmente, os resultados de todas as componentes de liquidação para este sistema exemplo são apresentados na Tabela 6. Como observado anteriormente, a restrição de defluência mínima é atendida com folga, de modo que o preço sombra associado a ela é nulo: $\lambda_1 = 0$. A seção 10.1 no Anexo apresenta um exemplo em que a restrição de defluência mínima está ativa. Nota-se ainda que, como ambas as usinas neste exemplo operam com o mesmo nível de produtividade de referência (não há declaração de novos parâmetros de produtividade como apresentado na seção 5.6), a componente de liquidação $R^{ponte.H}$ é nula para ambos os agentes.

Nota-se que este exemplo representa um caso "excepcional" com elevada discrepância entre os preços π e $\hat{\pi}$ – na prática, é de se esperar que na maior parte dos cenários de equilíbrio reais, a magnitude da componente $R^{mercado.B}$ domine todas as outras componentes (ainda mais do que no cenário representado). A Tabela 6 permite ainda observar uma série de propriedades interessantes para os fluxos de receita: por exemplo, nota-se que a soma de todas as componentes de receita para ambos os agentes resulta exatamente $(g_1 + g_2) \cdot \pi$ – valor equivalente ao montante pago pela demanda ao comprar a geração hidrelétrica ao preço *spot*. Além disso, nota-se que a soma das componentes $R^{O\&M}$ para ambos os geradores resulta zero: trata-se de uma simples transferência entre os agentes hidrelétricos, similarmente ao tratamento da TEO atualmente (vide seção 10.3 no Anexo 2).

Tabela 6 – Resumo de resultados de liquidações para os dois agentes participantes do sistema hidrelétrico no sistema exemplo 1

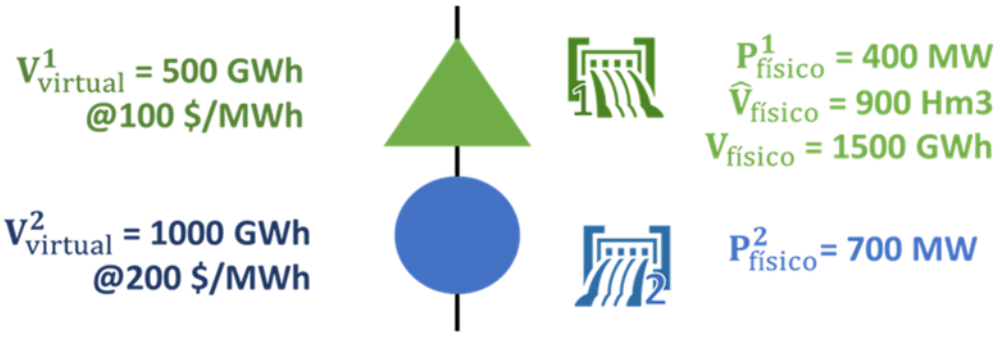
Componente	Comentários	Cálculo	(R_1, R_2) em M$
$R^{mercado.B}$	Remuneração pelo reservatório virtual utilizado multiplicado pelo preço-sombra	$R_1^{mercado.B} = 600 \times 200$ $R_2^{mercado.B} = 600 \times 200$	(120 ; 120)
$R^{O\&M.H}$	Receita do agente referente à quantidade de energia gerada tarifada pela TEO	$R_1^{O\&M.H} = 400 \times 10$ $R_2^{O\&M.H} = 600 \times 10$	(4,0 ; 6,0)
$R^{O\&M.B}$	Pagamento calculado pelo total da oferta de energia multiplicado pela TEO vezes a proporção ofertada pelo agente da soma de reservatórios virtuais	$R_1^{O\&M.B} = -1000 \times 10 \times \frac{600}{1200}$ $R_2^{O\&M.B} = -1000 \times 10 \times \frac{600}{1200}$	(−5,0 ; −5,0)
$R^{restricoes.M}$	Pagamento calculado pela proporção de participação do agente no MRE multiplicado pelo preço sombra associado à restrição de defluência mínima vezes a defluência mínima estipulada	$R_1^{restricoes} = R_2^{restricoes} = 0{,}5 \times 0 \times 300$	(0 ; 0)
$R^{ponte.H}$	Liquidação ponte da hidrelétrica: função da diferença entre a produção medida da usina e a produção de referência	$R_2^{ponte.H} = R_1^{ponte.H} = 0 \times 400 - 0 \times 200$	(0 ; 0)
$R^{ponte.M}$	Liquidação ponte do MRE: distribuição de um possível excedente de receita entre agentes do MRE (diferença entre dual do reservatório virtual e preço spot)	$R_1^{ponte.M} = R_2^{ponte.M} = 0.5 \times [1000 \times 400 - 1200 \times 200 - (0 + 0)]$	(80 ; 80)

5.7.3 Exemplo com redeclaração dos parâmetros operativos

Suponha, agora, um segundo cenário em que a as condições de demanda, preços e potência das usinas são as mesmas do primeiro exemplo, com a usina 1 retendo os 900 Hm3 de água do sistema. Entretanto, agora, alteramos a premissa anterior para que o coeficiente de produção de referência da usina 2 seja igual a 0,667 GWh/Hm3 (a usina 1 permanece inalterada com o coeficiente de produção igual a 1 GWh/Hm3). Neste cenário, nota-se que os dois agentes, juntos, devem possuir créditos de reservatórios virtuais que totalizam 1500 GWh, uma vez que este é o montante calculado com base no volume hídrico fisicamente armazenado de 900 Hm3 aplicando-se a taxa de conversão de 1,667 GWh/Hm3 (soma dos coeficientes das usinas 1 e 2). Conforme ilustrado na Figura 23, vamos atribuir a mesma proporção do exemplo anterior entre os reservatórios virtuais dos agentes, com as usinas 1 e 2 detentoras de 500 GWh e 1000 GWh, respectivamente. Não menos importante, a restrição de defluência mínima é mantida em

300 Hm3, a TEO considerada é de 10 $/MWh e a cota de participação das usinas no MRE permanece $\gamma_1 = \gamma_2 = 0{,}5$.

Figura 23– Parâmetros revisados do sistema em cascata utilizado como exemplo



Neste cenário, antes de realizar o despacho, a usina 2 faz uma nova declaração do seu fator de produção: no lugar de produzir 0,667 GWh com cada Hm3 consumido, ela será capaz de produzir 1 GWh com cada Hm3 consumido – restaurando, portanto, um resultado muito similar ao apresentado na seção 5.7.2 (já que a operação do sistema seria realizada com o parâmetro atualizado). Seguindo os princípios apresentados na seção 5.6, esta redeclaração é permitida ao agente 2 (admitindo que ele possui os equipamentos de medição necessários para validar a sua curva de produção), que poderá capturar os lucros associados ao seu ganho de produtividade. Nota-se que, na prática, as revisões de fator de produção dos agentes dificilmente seriam tão substanciais (ou tão repentinas) – entretanto, escolhemos uma variação mais significativa para destacar os efeitos numéricos neste exercício. Para efeito de se solucionar o problema de otimização de despacho, apenas o novo fator de produção $\rho_2^* = 1$ GWh/Hm3 declarado pelo agente 2 é utilizado: o fator de produção de referência ρ_2 =0.667 GWh/Hm3 é ignorado até a etapa de liquidações.

Como pode ser visto na Tabela 7, não há grandes alterações nas variáveis resultantes do problema de otimização do operador entre os exemplos apresentados. A usina 1 gera a sua capacidade máxima, de 400 MWh e a usina 2 produz 600 MWh, considerando o turbinamento da usina 1 adicional ao vertimento de 200 MWh. A defluência mínima é respeitada, o balanço hídrico permanece com 300 Hm3 de água remanescente e o preço spot cobrado sobre a energia produzida segue 200 $/MWh. Apesar das semelhanças entre os cenários, o saldo dos reservatórios virtuais foi ligeiramente modificado, demandando todos os 500 GWh oferecidos pela usina 1 e 700 GWh dos créditos da usina 2.

Tabela 7 – Resumo de valores ótimos das variáveis resultantes da solução ótima do sistema exemplo 2

Variáveis	Valores	Comentário
Distribuição de gerações	$g_1 = u_1 = 400$ $g_2 = u_2 = 600$ $g_T = 0$	É desejável produzir g_1= 400 GWh com o gerador 1 e g_2= 600 GWh com o gerador 2, sem acionar a térmica. A quantidade de água turbinada u é numericamente igual à geração g (fator de produção unitário)
Balanço hídrico	$\tilde{v} = 900 - 600 = 300$ $s_1 = 200$ $s_2 = 0$	Devido à limitação de potência instalada do gerador 1, deve-se verter s_1= 200 Hm3 para disponibilizá-los para o gerador 2. Dos 900 Hm3 inicialmente disponíveis, consomem-se 600 Hm3 (turbinamento e vertimento)
Restrição da correspondência físico-virtual	$(e_1 + e_2) - (u_1 + u_2)$ $-(s_1 + s_2) = 0 : \hat{\pi}$ $\hat{\pi} = 200$	A variável dual da correspondência físico-virtual $\hat{\pi}$ é dada pelo preço da oferta aceita mais cara, ou seja 200 $/MWh
Balanço de reservatórios virtuais	$e_1 = 500$ $e_2 = 700$ $v_1 = 500 - e_1 = 0$ $v_2 = 1000 - e_2 = 300$	Todos os 500 GWh ofertados pelo agente 1 são aceitos (e_1), e 700 GWh do montante ofertado pelo agente 2 são aceitos (e_2). Pelo efeito do vertimento voluntário, as ofertas totais aceitas $e_1 + e_2$= 1200 GWh são maiores do que a geração total de 1000 GWh
Restrição de atendimento à demanda	$g_1 + g_2 + g_T$ $= 1000 : \pi$ $\pi = 400$	Na restrição de atendimento à demanda, a variável dual é *duas vezes* mais cara do que $\hat{\pi}$, refletindo a necessidade de verter (sem esse vertimento, seria possível produzir 2 GWh com cada Hm3 consumido do reservatório, e não apenas 1 GWh)
Restrição de defluência mínima	$u_1 + s_1 \geq 300 : \lambda_1$ $\lambda_1 = 0$	A restrição de defluência mínima é atendida com folga, de modo que a variável dual associada λ_1 é nula

Note que a usina 1 oferece um saldo menor de reservatórios virtuais em relação ao primeiro exemplo, enquanto a usina 2 arca com o restante da demanda por estes créditos. Intuitivamente, é possível concluir que a remuneração $R^{O\&M.B}$, paga por este agente pela operação e manutenção das hidrelétricas responsáveis pela geração física do sistema, é menor neste cenário. Ademais, é importante ressaltar que a atualização realizada pela usina 2 em seu fator de produção leva a variável da quantidade *what-if*[18] de geração $\tilde{g}_2$ a diferir da geração real deste agente, implicando em uma remuneração $R^{ponte.H}$ a ser capturada pela usina 2 pelos ganhos de eficiência declarados. É possível perceber na Tabela 8 que o valor transacionado nessa operação é o mesmo do primeiro cenário, porém com redistribuição entre os agentes e os componentes financeiros envolvidos. A arrecadação das usinas pelo componente de mercado passa a ser maior para a usina ofertante da maior quantidade de créditos de energia virtual, a usina 2. Além disso, devido à manutenção da cota de participação no MRE, a remuneração aos agentes envolvidos no mecanismo permanece igual entre as usinas, porém menor do que no primeiro exemplo.

[18] Quantidade de energia que seria gerada, para um determinado turbinamento da usina, se o fator de produção de referência não fosse atualizado.

Tabela 8 – Resumo de resultados de liquidações para os dois agentes participantes do sistema hidrelétrico no sistema exemplo

Componente	Expressão	Cálculo	(R_1, R_2) em M$
$R^{mercado.B}$	$R_j^{mercado.B} = e_j \times \hat{\pi}$	$R_1^{mercado.B} = 500 \times 200$ $R_2^{mercado.B} = 700 \times 200$	(100 ; 140)
$R^{O\&M.H}$	$R_j^{O\&M.H} = g_j \times \text{TEO}$	$R_1^{O\&M.H} = 400 \times 10$ $R_2^{O\&M.H} = 600 \times 10$	(4,0 ; 6,0)
$R^{O\&M.B}$	$R_j^{O\&M.B} = -(g_1 + g_2) \times \text{TEO} \times \frac{e_j}{e_1 + e_2}$	$R_1^{O\&M.B} = -1000 \times 10 \times \frac{500}{1200}$ $R_2^{O\&M.B} = -1000 \times 10 \times \frac{700}{1200}$	(−4,17 ; −5,83)
$R^{restricoes.M}$	$R_j^{restricoes.M} = \gamma_j \cdot \lambda_1 \cdot L_1$	$R_1^{restricoes.M} = R_2^{restricoes.M} = 0{,}5 \times 0 \times 300$	(0 ; 0)
$R^{ponte.H}$	$R_j^{ponte.H} = (g_j - \tilde{g}_j) \times (\pi - \hat{\pi})$	$R_1^{ponte.H} = 0 \times 400 - 0 \times 200$ $R_2^{ponte.H} = 200 \times 400 - 200 \times 200$	(0 ; 40)
$R^{ponte.M}$	$R_j^{ponte.M} = \gamma_j \times [(g_1 + g_2) \times \pi - (e_1 + e_2) \times \hat{\pi} - (R_1^{ponte.H} + R_2^{ponte.H}) - (R_1^{restricoes.M} + R_2^{restricoes.M})]$	$R_1^{ponte.M} = R_2^{ponte.M} = 0.5 \times [1000 \times 400 - 1200 \times 200 - (0 + 40000) - 0]$	(60 ; 60)

A melhora no fator de produção da usina 2 gera dois benefícios para o seu proprietário: primeiro, o recebimento da componente $R_2^{ponte.H}$, que se mostra na Tabela 8; segundo, ele recebe um bônus, no formato de créditos adicionais de reservatório virtual. Isso se deve ao fato de que, ao final do período, o volume físico de água armazenado no sistema será de 300 Hm3, o que equivale, utilizando os fatores de produção de referência das duas usinas (1,667 GWh/Hm3), a 500 GWh de energia. No entanto, como se vê na Tabela 8, o montante de créditos em posse dos dois agentes seria somente de 300 GWh. A usina 2 receberá, portanto, um crédito adicional de 200 GWh no momento de realizar a conciliação entre reservatório físico e virtual.

6 OUTRAS ADAPTAÇÕES

Este capítulo discute um conjunto de adaptações que serão necessárias para a incorporação da formação de preços por oferta no Mercado de Curto Prazo do SIN. Nota-se que o aprofundamento e detalhamento de muitos dos elementos introduzidos aqui caberá a Entregáveis futuros: em particular o relatório de desenho detalhado (Entregável 6, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada") e o relatório de *Roadmap* (Entregável 7, "*Roadmap* de Implementação").

6.1 Quem oferta por agentes em condição especial?

Sob a lógica de mecanismo atualmente vigente no Brasil, há grandes grupos de agentes cuja participação na formação de preços por oferta não pode ocorrer de forma direta, devido ao fato de que, por questões contratuais e regulatórias, os riscos associados a suas ofertas recairão sobre outros agentes. Este funcionamento atual, entretanto, está em oposição com os princípios chave do mecanismo baseado em ofertas, segundo o qual todo o mercado deve ser constituído por agentes capazes de perceber as consequências financeiras dos seus atos (sendo premiados se fizerem boas previsões e submeterem ofertas valiosas para o sistema, e penalizados se submeterem ofertas inadequadas). Consequentemente, torna-se desejável criar algum tratamento para estes agentes "blindados de risco", como será explorado nas subseções seguintes: (i) geradores hidrelétricos afetados por diferentes tipos de contratos legados particulares, (ii) outros agentes geradores afetados por contratos legados, e (iii) distribuidoras, no seu papel de representantes do mercado cativo.

6.1.1 Hidrelétricas

O primeiro grupo de agentes considerados é um subconjunto das usinas hidroelétricas cujo risco hidrológico é assumido pelos consumidores regulados, sempre por via indireta. Ou seja: o risco é assumido pelas distribuidoras que adquirem sua energia, e o eventual resultado (positivo ou negativo) é repassado às tarifas.

Este subconjunto existe por conta de três situações distintas:

- Usinas com repactuação do risco hidrológico: trata-se das usinas cujo risco associado à produção de energia foi repactuado com as distribuidoras nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, com repasse às tarifas do eventual resultado. Existe mais de uma forma de repactuação (resultando na blindagem parcial ou total do risco), e 49% da capacidade do parque hidroelétrico corresponde a usinas que têm algum tipo de repactuação.
- Usinas que comercializam sua energia na forma de cotas de garantia física, nos termos da Lei nº 12.703, de 11 de janeiro de 2013. Neste caso, as distribuidoras têm direito a uma fração da energia alocada à usina no Mercado de Curto Prazo, com repasse do eventual resultado às tarifas dos consumidores regulados. Essas usinas correspondem a 23% da capacidade instalada do parque hidroelétrico.
- A usina de Itaipu, cuja energia disponível para o SIN é integralmente contratada pelas distribuidoras, que assumem (com direito a repasse às tarifas) todos os custos e receitas resultantes no Mercado e Curto Prazo. Itaipu corresponde a 13% da potência total do parque hidroelétrico do SIN.

Nesses três casos, nossa recomendação é de que primeiramente seja oferecida à própria usina a possibilidade de transformar o contrato em um contrato "por quantidade" clássico. Caso aceite, os agentes ofertantes seriam capazes de receber os benefícios associados à participação no mercado de ofertas – o que pode ser uma oportunidade do ponto de vista desses agentes, ainda que isso implique uma maior exposição ao risco.

Caso o gerador não tenha interesse, deveria ser oferecida à distribuidora a possibilidade de assumir o risco hidrológico decorrente de seus contratos nessas modalidades. Neste caso, a distribuidora faria as ofertas correspondente à "sua" parte da energia, e assumiria integralmente os riscos decorrentes.

Nos casos em que não houvesse interesse por parte da distribuidora, recomendamos que seja contratado um ou mais agentes comercializadores que se responsabilizariam por fazer as ofertas correspondentes, e assumiriam os ganhos e riscos delas decorrentes. Com este mecanismo, nota-se que o direito de fazer ofertas no mercado de curto prazo associadas ao ativo hidrelétrico sempre seria alocado a um agente de mercado (garantindo assim a eficiência dos incentivos): com prioridade para o agente proprietário da hidrelétrica, seguido da distribuidora, seguido de outros agentes de mercado.

6.1.2 Outros contratos legados

Além dos casos especiais relativos a usinas hidroelétricas, existem dois outros tipos de contratos que merecem atenção especial:

- CCEARs por Disponibilidade, que são contratos firmados por agentes geradores nos quais os compradores têm direito à energia que venha a ser produzida pela usina, com determinadas cláusulas que amortecem os riscos associados à variabilidade da produção; e
- Contratos de energia de reserva, que, mesmo sendo nominalmente contratos "por quantidade", são na prática contratos "por disponibilidade", nos quais o comprador (que no caso é o conjunto de consumidores do SIN) assume integralmente o risco hidrológico associado à produção

Nosso ponto de vista é que deve ser adotada basicamente a mesma alternativa que foi proposta para as usinas hidroelétricas, ou seja: primeiramente, que seja oferecido ao gerador a alternativa de transformar o contrato em um contrato "por quantidade" clássico, em seguida, no caso dos CCEARs, que seja oferecida a mesma possibilidade aos distribuidores, e finalmente que sejam contratados comercializadores para ofertar a energia dessas usinas assumindo os respectivos riscos de quantidade e preço.

6.1.3 Distribuidoras

O consumo chamado "regulado" corresponde a quase 70% da carga do SIN. Este montante inclui não só o consumo propriamente dito, como também as perdas técnicas e não técnicas que ocorrem na rede de distribuição.

Os custos de aquisição de energia incorridos pelas distribuidoras são incorporados às tarifas por elas cobradas. No caso do Brasil, o *passthrough* inclui os custos contratuais de aquisição de energia (dentro de limites para os volumes contratados), e, dependendo do tipo de contrato, os custos associados à liquidação no Mercado de Curto Prazo.

Esta questão deve ser profundamente alterada em função da liberalização do mercado, que permitirá que um número cada vez maior de consumidores opte por não ser regulado. Trata-se de um processo que tem ocorrido em vários outros países, e cujo tratamento deve ocorrer no bojo de uma reforma do modelo comercial do setor elétrico, certamente mais abrangente do que a simples utilização de ofertas dos agentes para definir os preços do mercado de curto prazo. Embora esta reforma já seja desejável mesmo nas condições atuais, com a implementação de um mecanismo baseado em ofertas intensifica-se o processo de liberalização de mercado, provavelmente acelerando essa transição e a necessidade de reformas.

Além disso, no contexto de um mercado baseado em ofertas, nota-se que a distribuidora se torna um agente ativo no mercado, tendo um papel importante na submissão de ofertas (representando a sua previsão de demanda no mercado do dia seguinte, como discutido nas seções 3.3.2, 4.1.3 e 4.2.1) e podendo também assumir maiores responsabilidades como gestora de ativos de geração (como explorado nas seções 6.1.1 e 6.1.2).

Em termo do presente relatório, cabe assinalar que a utilização de ofertas dos agentes para definir preços deve vir acompanhada de uma análise sobre a forma de repassar às tarifas os custos e receitas das distribuidoras associados ao mercado de curto prazo, de forma alinhar sua eventual atuação com os interesses de seus consumidores e à eficiência do sistema como um todo.

6.2 Limites para os preços

6.2.1 Fundamentos

Uma questão básica em um ambiente no qual os preços resultem de ofertas formuladas pelos agentes é se os preços resultantes (e, portanto, as ofertas formuladas pelos agentes) devem possuir limitadores. Os limitadores seriam, no caso, um valor mínimo – que chamaremos de *piso*, e/ou um (possivelmente dois) valor máximo – que chamaremos de *teto*.

Na versão mais "liberal" de um desenho de mercado, não seria necessário introduzir nenhum preço-teto e preço-piso explícito: em vez disso, as próprias forças de mercado seriam suficientes para garantir que o equilíbrio seria encontrado, sem a necessidade de impor restrições ao preço de equilíbrio. Apesar destes argumentos clássicos, as justificativas básicas para a existência de limites para os preços da energia no mercado de curto prazo são de dois tipos:

1. A necessidade de evitar o exercício de poder de mercado por parte de agentes que distorçam os preços com ofertas puramente especulativas; e
2. A necessidade de preservar a solvência do mercado e de seus agentes, que poderiam ser colocadas em risco pela presença ou persistência de preços excessivamente altos ou negativos.

A primeira justificativa levanta a questão do que ocorreria em um sistema ideal, no qual todas as ofertas de preço de venda fossem formuladas por agentes de geração, com base em seus custos variáveis de produção de energia, sem buscarem exercer poder de mercado. Neste universo idealizado, os produtores termelétricos, por exemplo, ofereceriam sua energia a custos que refletiriam suas despesas com combustíveis e O&M variável, enquanto os produtores eólicos e com base na fonte solar ofereceriam energia a custos que refletiriam apenas suas despesas de O&M variável. Estes custos são razoavelmente "auditáveis", na medida que o operador do mercado tem uma boa noção de seus valores. O mesmo

ocorre com a energia hidroelétrica a fio d'água, cujo custo de produção reflete apenas o custo de O&M variável e, eventualmente, taxas devidas pelo uso da água.

Nesses casos espera-se que sejam oferecidos preços próximos dos custos estimados pelo operador do mercado, e qualquer diferença significativa (especialmente se for para mais) seria um indício de exercício de poder de mercado. Trataremos desta questão em maiores detalhes no Entregável 6 (Desenho Detalhado).

Por outro lado, não há como obter uma estimativa da mesma qualidade para ofertas relativas a montantes de energia armazenada nos reservatórios do sistema, exceto nos casos em que o sistema esteja vertendo (neste caso o "valor da água" é zero, e o preço ofertado deve corresponder ao custo variável de geração hidroelétrica), ou tenha atingido o volume mínimo permitido por conta de restrições de segurança energética ou de uso da água (neste caso o "valor da água" é simplesmente o maior possível). O mesmo ocorre, a rigor, com ofertas de redução da demanda.

A existência de agentes para os quais não é possível obter uma estimativa minimamente confiável do valor atribuído à energia ("valor da água") recomenda que sejam estabelecidos limites máximo e mínimo para as ofertas que venham a ser formuladas, de forma a coibir ofertas puramente especulativas que possam favorecer o exercício de poder de mercado, ou simplesmente perturbar o mercado. Esta é a situação que poderia ocorrer se as ofertas pudessem ir de menos infinito até mais infinito.

A segunda questão (solvência) refere-se à possibilidade de que preços finais excessivamente altos, ou excessivamente negativos, possam provocar insolvência de vários agentes, sem que isto reflita necessariamente sua ineficiência ou falta de competitividade, porém apenas o resultado de possíveis manobras de exercício de poder de mercado ou mesmo destinadas a provocar justamente este tipo de situação.

Ambos os motivos indicam a conveniência de adotar-se preços piso e teto para o preço final da energia (e, por conseguinte, para todas as ofertas formuladas por todos os agentes), além dos eventuais limites específicos para agentes dos quais se tenha uma noção razoável do custo de geração.

Existe uma vasta experiência internacional na determinação de limites de preços em mercados atacadistas de energia elétrica, tanto em termos gerais (preços finais máximo e mínimo) como em termos específicos (preços máximos para as ofertas formuladas pelos diferentes tipos de geradores).

6.2.2 Preço-piso

Na ausência de poder de mercado, os preços oferecidos pelos geradores devem refletir, tanto quanto possível, os respectivos custos de produzir energia. Para isso, seria necessário reduzir o preço piso atualmente vigente no Brasil, uma mudança fundamental para atingir tal correspondência entre as ofertas e os custos dos agentes. Vale notar que outros mercados permitem que geradores ofereçam preços em uma banda significativamente mais larga do que a permitida atualmente para o PLD no Brasil, inclusive conferindo aos agentes a possibilidade de ofertas com preços negativos (como destacado no Entregável 1 do projeto, de "Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho" e Entregável 4, de "Visão Internacional").

Não há nenhuma justificativa para que o preço piso seja maior do que zero. A premissa é de que cada gerador oferecerá seu custo imediato de geração, e que mesmo que haja excesso generalizado de energia, o preço vigente refletirá o custo imediato de geração da fonte mais cara que estiver produzindo energia, e, portanto, será suficiente para remunerar o acionamento de todos os geradores que venham a ser despachados.

Por outro lado, pode haver situações nas quais um gerador esteja disposto a produzir energia mesmo a preços negativos, de modo a não incorrer em custos adicionais por inflexibilidades operativas da usina. Desse modo, não deveria ser descartada a possibilidade de um preço piso menor que zero, o que poderia trazer maior eficiência à operação e gerar incentivos para maior flexibilidade operativa.

Reconhece-se, entretanto, que o fato de o desenho de mecanismo proposto permitir aos agentes declararem inflexibilidades operativas diretamente ao operador reduz o número de eventos que levariam a ofertas com preços negativos. Por exemplo, no caso de restrições operativas de usinas térmicas (que na presente proposta serão automaticamente incorporadas às próprias ofertas, não necessitando de preços negativos para forçar a geração em determinados horários), ou então distorções regulatórias (necessidade de cumprir requisitos de tarifas *feed in*, que não devem existir em nosso sistema), ou ainda restrições ambientais (ex. obrigação de utilizar todo o gás natural extraído em determinado local, que pode ser cumprida mediante simples declaração de inflexibilidade por parte do gerador), um gerador não necessitaria declarar preços negativos para impedir a paralização de sua operação.

6.2.3 Preço-teto

Fundamentalmente, um mercado baseado em ofertas usa as ofertas descentralizada dos agentes como principal "guia" para tomar decisões operativas sobre o sistema. Em particular, este princípio se aplica também à tomada de decisão *intertemporal* de quanta água armazenar nos reservatórios: em alguns mecanismos baseados em ofertas internacionais (como descrito na seção 5.1), cabe a cada hidrelétrica individual gerenciar o seu próprio reservatório; e no mecanismo de reservatórios virtuais desenhado no capítulo 5, esta decisão cabe aos ofertantes de reservatório virtual de forma agregada.

Neste contexto, uma grande preocupação no que diz respeito à definição de um preço-teto é que introduzir um limite superior para os preços também limita a percepção dos agentes sobre o *valor futuro* da água. A consequência disso é que os agentes não têm incentivos a fazer ofertas de modo a aumentar o nível armazenado nos reservatórios – visto que, ainda que manter um nível mais elevado nos reservatórios traga um benefício *sistêmico*, ele não se traduz em *incentivos financeiros* para os agentes na mesma magnitude devido à limitação dos preços. Neste tipo de situação, o mecanismo baseado em

ofertas perde sua propriedade mais desejável, de fazer com que as estratégias de oferta dos agentes estejam alinhadas com o que seria a "operação ótima" do sistema.

Por exemplo, tomemos uma situação exemplo em que um agente tomador de preços detém 100 GWh no seu reservatório virtual, sabendo que há apenas duas possibilidades para o período seguinte: (i) com probabilidade 90%, haverá a chegada de uma afluência muito elevada ao sistema, fazendo com que o preço de equilíbrio do sistema caia a zero; e (ii) com probabilidade 10%, haverá uma grande escassez no sistema, chegando a provocar um pequeno déficit de energia (de modo que o custo marginal do sistema é igual ao custo do déficit). Admitindo que o custo do déficit nesse sistema hipotético é de 2000 $/MWh e que o preço de equilíbrio é igual ao custo marginal do sistema, nota-se que no período atual, antes de conhecer qual seria realização das afluências, o agente estaria disposto a vender os seus créditos armazenados no reservatório virtual a um preço de $10\% \times 2000 = 200$ $/MWh. Nota-se que este preço de oferta é também ótimo do ponto de vista sistêmico, pois o efeito marginal de se manter uma unidade adicional armazenada no reservatório é justamente o de reduzir o corte de energia na eventualidade de um evento de déficit (que ocorre com probabilidade de 10% e que possui um custo social de 2000 $/MWh). Tem-se, portanto, um mercado baseado em ofertas eficiente: a tomada de decisão centralizada não resultaria em nenhum benefício na qualidade das decisões dos agentes.

Analisemos agora o que ocorre quando um preço-teto de 500 $/MWh é introduzido. Nota-se que a decisão do agente ainda é a mesma: ele ainda prevê as mesmas probabilidades para o período seguinte e deve submeter uma oferta de venda para os seus 100 GWh armazenados. Uma diferença crucial, entretanto, é que caso um déficit se materialize, no lugar de ser remunerado pelo custo marginal de 2000 $/MWh (que ainda representa o *custo social* de um evento de déficit), o agente será remunerado apenas de acordo com o preço-teto de 500 $/MWh. Esta expectativa de remuneração mais baixa afeta também a oferta do agente no instante presente: ele estaria disposto a vender seus créditos de reservatório virtual a um preço mais baixo de $10\% \times 500 = 50$ $/MWh. Com isto, nota-se que o valor da água *percebido pelo agente ofertante* se torna mais baixo do que o valor da água real *do ponto de vista sistêmico*. Desta forma, por consequência da aplicação de um preço-teto, nota-se que os agentes passam a ofertar quantidades mais elevadas a um preço mais baixo, de modo que há uma tendência ao esvaziamento dos reservatórios – o que por sua vez, tende a aumentar a probabilidade de um evento de déficit. O descolamento entre o valor da água do ponto de vista sistêmico e o benefício percebido pelo agente proprietário dos créditos de reservatórios virtuais, portanto, é uma fonte de ineficiências para o mecanismo baseado em ofertas.

Consequentemente, a mera introdução de um preço-teto pode implicar na distorção dos sinais de preço de um mercado baseado em ofertas, de modo que a escolha por um desenho de mecanismo que imponha preços-teto deve ser feita com cuidado. Em particular, os preços percebidos pelos proprietários de créditos de reservatório virtual devem ser elevados o suficiente para incentivá-los a manter seus níveis de reservatório mais elevados, na medida que tal prática seja benéfica para o sistema.

6.2.4 Dois preços-teto

Atualmente, o mercado elétrico brasileiro opera com dois preços-teto: um preço-teto instantâneo (que seria, no caso, um preço horário, já que inicialmente a granularidade temporal dos preços seria horária), e um preço-teto "estrutural" associado a um limite para o preço médio ao longo de determinado período. A justificativa para a existência de dois valores de preço-teto é que o preço-teto horário permite que os preços reflitam, tanto quanto possível, a situação efetiva do despacho, enquanto o preço-teto estrutural preserva a viabilidade financeira dos agentes em casos de longa permanência do sistema situações desfavoráveis.

Os preços horários devem servir para definir o acionamento dos recursos disponíveis para equilibrar oferta e demanda: Dentro desta lógica, o preço teto deve ser suficiente para permitir o acionamento de todos os recursos disponíveis, inclusive recursos de gerenciamento pelo lado da demanda. No entanto, ele não deve estimular a presença de usinas térmicas obsoletas, que de qualquer forma não teriam flexibilidade para atender variações súbitas na demanda. Estas considerações indicam a conveniência de se estabelecer em regulamento um preço teto instantâneo (ou horário) compatível com o custo variável de geração de um grupo diesel ou equipamento equivalente, que possa inclusive ser instalado e utilizado por consumidores individuais.

Já no que diz respeito ao preço-teto estrutural, cabe destacar que a prevalência da geração hidroelétrica no SIN faz com que ocasionalmente ocorram períodos prolongados, com vários meses de duração, nos quais os preços tenderiam a ficar em valores muito altos por conta de situações hidrológicas adversas. Da mesma forma que ocorre com os preços instantâneos, os preços devem provocar o acionamento de todos os recursos disponíveis para mitigar os efeitos da situação hidrológica e permitir a recomposição dos reservatórios. No entanto, o conjunto dos recursos disponíveis neste caso não é o mesmo que no caso da definição dos preços horários, já que devem ser despachados apenas os equipamentos capazes de produzir energia na base ao longo de várias semanas seguidas. Além disso, a preservação por longos períodos de preços muito altos poderia provocar sérios desequilíbrios financeiros em agentes, a ponto de afetar a estabilidade do mercado e provocar novos episódios de judicialização.

6.3 Mecanismos para atuação do operador sobre o mercado

Esta seção descreve de forma sumária mecanismos para a eventual atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e de outras entidades sobre o mercado, de forma a preservar a segurança do suprimento de energia elétrica, a integridade do suprimento de água para outros usos que não a produção de energia elétrica, a transparência do processo de formação de preços e a segurança e privacidade dos agentes envolvidos. Nota-se que, em um desenho de mercado baseado em ofertas inteiramente liberal, não haveria espaço para intervenções externas ao mercado – entretanto, na prática sabe-se que haveria a necessidade de fazer adaptações, pelos motivos já citados e pelo fato de que os modelos computacionais responsáveis por fazer as liquidações de mercado não necessariamente representam todas as restrições físicas do problema. Sabendo que haverá esta tendência para que o operador do sistema intervenha no mercado em situações excepcionais, é desejável que tais intervenções ocorram de forma *estruturada* e *previsível*, de acordo com regras pré-estabelecidas que fazem parte do mecanismo baseado em ofertas. A descrição pormenorizada dos mecanismos aqui esboçados constará do Entregável 6 ("Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada").

6.3.1 Segurança hídrica

A segurança do sistema hidráulico envolve vários componentes, que asseguram desde a segurança física de seus diversos componentes até a formação de estoques de água nos reservatórios que permitam ao sistema fazer frente a situações desfavoráveis.

É claro que o despacho e a operação física das usinas e demais componentes devem sempre ser realizados respeitando de forma estrita e absoluta todas as regras e limites relativos à segurança física das pessoas, prédios e equipamentos, da mesma forma que quaisquer limitações e imposições estabelecidas para preservar o meio ambiente e a qualidade da água. Trata-se de aspectos que devem ser incorporados às decisões de despacho independentemente da utilização das ofertas dos agentes para estabelecer os preços da energia.

Além dessas restrições de caráter estrutural, podem existir restrições destinadas a preservar os níveis dos reservatórios do sistema, com vistas a assegurar a continuidade de atividades como navegação, irrigação ou turismo, ou evitar inundações, ou mesmo garantir valores de vazão mínima. Estes limites são tipicamente estabelecidos pela Agência Nacional de Águas (ANA), e devem ser incorporados à formação de preços por oferta.

Em termos de segurança energética, um mecanismo totalmente liberal de oferta de preços permitiria que os níveis operativos dos reservatórios fossem guiados única e exclusivamente pela visão de agentes do valor da energia neles armazenada. Desta forma, a operação de enchimento e esvaziamento seria motivada pela combinação de ofertas de compra e venda de energia, conforme apresentada pelo mecanismo de ofertas virtuais, em que o saldo do montante seria o resultado operativo a ser utilizado. Destaca-se que a ideia de "valor da água" dos agentes é equivalente ao "valor da água" calculado hoje de forma centralizada pelo operador do sistema, conforme descrito ao longo deste relatório.

Embora seja desejável que a operação sistêmica seja de fato guiada pela visão de valor da água armazenada dos agentes de mercado, questões físicas e comerciais podem de muitas maneiras afetar a segurança de abastecimento. Podemos citar a necessidade de inércia operativa, reserva de geração, restrições elétricas como questões não observadas por agentes de mercado, porém intrinsecamente relacionada à atuação do operador e sua necessidade de flexibilidade operativa. Neste contexto, além do despacho resultante do mecanismo de oferta de preços (cuja geração é relacionada às ofertas aceitas dos agentes), há também a possibilidade de inserção de *mecanismos centralizados de aversão ao risco* – tomando o devido cuidado para que tais mecanismos não se superponham ao mercado competitivo baseado em ofertas, o que tornaria o novo desenho de mecanismo inócuo.

Em (Nazaré et al. 2019), descreve-se o mecanismo de gatilho de compra obrigatória. A ideia por trás deste mecanismo é que, a partir de um determinado nível de segurança definido a priori, o operador do sistema (ou qualquer outra entidade responsável) deverá apresentar uma oferta de compra de água (energia armazenada), a qual será mantida no sistema. Para a segurança de suprimento, estes gatilhos garantirão a manutenção de reservatórios em níveis operativos seguros para a operação sistêmica, evitando problemas conforme apresentados. Após a melhora da situação energética, a energia que por hora estava alocada ao operador poderá ser revendida a um preço ao mercado com base em uma política a ser definida. Os custos resultantes desta transação (diferença entre a compra em momentos em que o sistema observa risco de suprimento e a venda em momentos de maior abundância) seriam repassados aos consumidores como encargos de segurança sistêmica. De acordo com (Nazaré et al. 2019), os

resultados referentes à aplicação do mecanismo de gatilho de compra obrigatória resultam em custos operativos significativamente inferiores aos custos atualmente praticados pelo sistema brasileiro, mantendo-se a segurança de suprimento desejada. Este modo de atuação do operador para garantia de segurança de suprimento poderá ser incorporado no desenho detalhado do mecanismo apresentado neste projeto (como será explorado no Entregável 6, "Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada"), podendo ainda ser aplicado de maneira transitória, a fim de garantir o suprimento ao início da operação do mecanismo de oferta de preços.

6.3.2 Atividade de monitoramento de mercado

A utilização de ofertas dos agentes no estabelecimento dos preços do mercado de curto prazo exige um monitoramento constante do mercado, de forma a assegurar que os agentes tenham certeza de que os valores devidos resultam de um processo transparente, e que eles serão devidamente pagos.

Par tanto, é necessário não apenas estabelecer um sistema forte de garantias, como também monitorar constantemente o mercado, com vistas a:

- Assegurar que não existe manipulação dos preços por parte de agentes ou grupos de agentes que detenham poder de mercado;
- Assegurar que não ocorram fraudes em função de informações falsas de disponibilidade/indisponibilidade e outras; e
- Assegurar que não haja risco de inadimplência sistêmica.

A existência de entidades responsáveis pelo monitoramento de mercado (sejam entidades independentes ou associadas a entidades do setor elétrico, como o operador ou o regulador) é bastante presente em mercados de eletricidade baseados em ofertas internacionais – o que será explorado no Entregável 4 ("Taxonomia da Experiência Internacional") e consolidado em recomendações para o Brasil no Entregável 6 ("Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada").

6.3.3 Mitigação de poder de mercado

A determinação dos preços da energia a partir de ofertas dos agentes traz consigo a possibilidade do exercício de poder de mercado por parte de agentes ou grupos de agentes que se disponham utilizar suas ofertas para manipular os preços. Como levantado na seção 6.3.2, deve existir um monitoramento específico em relação à possibilidade de exercício de poder de mercado por parte dos agentes, através de controle e auditoria *ex post*, realizados periodicamente por entidade independente. Entretanto, é importante conceber também que mecanismos estariam disponíveis para a mitigação do poder de mercado, além do simples monitoramento e identificação de atitudes potencialmente suspeitas dos agentes. Em particular, pode-se destacar alguns procedimentos:

- Estabelecimento de limites superior e inferior para as ofertas de todos os agentes (análogo ao estabelecimento de um piso e teto – ver seção 6.2);
- Estabelecimento de limites individuais para as ofertas de determinados tipos de agentes, em função de sua tecnologia de geração;
- Regras para o estabelecimento de multas e sanções caso seja identificada uma tentativa de manipulação de preços pela entidade responsável pelo monitoramento;

- Regras segundo as quais o operador do mercado poderia substituir a oferta submetida por determinado agente no mercado (caso haja suspeição de que tenha havido tentativa de exercício de poder de mercado). Para evitar a judicialização, regras deste tipo precisam ser estabelecidas com clareza, mas pode-se utilizar a experiência de mercados dos Estados Unidos com mecanismos de mitigação deste tipo para construir uma recomendação de desenho detalhado (Wilson 1999, Wolak 2020).

6.3.4 Medições de desempenho das hidrelétricas

A inserção do MRE em um ambiente no qual os preços da energia sejam determinados a partir de ofertas formuladas pelos agentes torna a medição correta do desempenho das usinas hidroelétricas uma questão crítica. A questão tem sido tratada até hoje de forma relativamente distante, sendo que o desempenho tem sido medido apenas pela disponibilidade das unidades de cada usina e sua comparação com a disponibilidade média, sem levar em conta eventuais perdas ou ganhos de eficiência.

No entanto, a implementação da oferta de preços fará com que o desempenho das usinas, em seu sentido mais amplo, seja um elemento fundamental na transformação da energia armazenada no reservatório virtual em energia gerada. As consequências das variações individuais de desempenho terão consequências imediatas sobre os estoques de energia dos vários agentes. Essas consequências já existem hoje, porém elas não são enxergadas pelos participantes do MRE.

O desenho de mecanismo proposto na seção 5.6 tem por objetivo justamente introduzir *incentivos* para que os próprios agentes busquem uma melhoria tanto no seu próprio desempenho, quando das *medições* do seu próprio desempenho. Entretanto, nota-se que, particularmente para hidrelétricas que têm desempenho sistematicamente *inferior* aos seus parâmetros de referência historicamente considerados, ainda é necessário que o operador do sistema tome a iniciativa para corrigir tais desvios históricos. Sendo assim, é essencial que este desempenho seja objeto de aferição constante, e que as consequências de tais aferições em temos de volumes de energia armazenada sejam transferidos, na medida do possível, para os proprietários das usinas responsáveis por este desempenho (assim premiando os agentes que forem capazes de aumentar a sua produtividade e penalizando os agentes que tiverem produtividades medidas inferiores aos parâmetros legados – de acordo com os princípios econômicos de um sinal de preços eficiente).

6.4 Questões associadas à rede de transmissão

Esta seção trata de duas questões associadas à rede de transmissão:

- A representação da rede para efeitos de despacho e para efeitos de mercado; e
- A alocação do excedente de transmissão, que, mesmo sendo potencialmente um elemento viabilizador da oferta de preços, deve respeitar os direitos a elas associados em função da forma atual de alocação.

6.4.1 Representação da rede de transmissão

A representação da rede de transmissão tem como consequência a definição da forma que terão os preços da energia no mercado de curto prazo.

De uma forma geral, quanto mais detalhada, mais próximo será o despacho comercial do despacho físico, porém maior será o número de preços para a energia. No limite, a representação de todas as restrições de transmissão, tal como ocorre, por exemplo, no PJM nos Estados Unidos, resultará em um preço para cada nó da rede, e com um despacho comercial muito próximo ao despacho físico. No outro extremo, é possível não representar nenhuma restrição de transmissão, como é feito, por exemplo, na Colômbia. A consequência é um único preço do mercado para todo o sistema, o que simplifica bastante sua formação, porém afasta o despacho comercial do despacho real, resultando em preços menos aderentes à realidade do sistema e montantes mais significativos para o encargo destinado a cobrir as diferenças entre o despacho comercial e o despacho real.

Atualmente, o modelo comercial no mercado Brasileiro é dotado de preços zonais, ou seja, preços idênticos para conjuntos de nós das redes de transmissão. As zonas de preços idênticos são denominadas *submercados*, que são definidos em função de restrições estruturais de transmissão entre diferentes regiões.

Entendemos que a definição da granularidade espacial mais adequada para os preços é uma discussão válida: se, por um lado, é bastante claro que a utilização de um único preço é inadequada para um sistema de dimensões continentais como o SIN, por outro, não é claro qual seria a representação ideal, levando em conta tanto a aderência dos preços ao despacho efetivo como a simplicidade da implantação do mecanismo de oferta de preços. Por conta desta discussão, e buscando minimizar as mudanças no momento da implementação, propomos, em um primeiro momento, preservar o sistema de preço por submercado, e também os atuais submercados.

Mesmo com esta representação de preços zonais para efeitos comerciais, é razoável que a representação da rede de transmissão seja tão detalhada quanto o permitam os modelos computacionais, para efeitos de despacho físico. Com isto, nota-se que dois paradigmas são possíveis para a formação de preços: (i) é possível realizar um despacho comercial separado do despacho físico, que representaria apenas as restrições de transmissão que afetam o intercâmbio de energia entre submercados (considerando que o fluxo de energia seria livre internamente aos submercados), ou (ii) é possível utilizar a representação detalhada da rede de transmissão, mas extrair uma média ponderada dos preços calculados pelo modelo para cada nó para resultar nos preços zonais. Nota-se que a abordagem (i) é hoje adotada pela CCEE para a formação de preços zonais no Brasil, enquanto a abordagem (ii) é adotada para o cálculo do custo marginal operativo por submercado resultante da simulação física feita pelo ONS. Embora ambas as soluções sejam possíveis de se implementar, cabe destacar que utilizar a mesma representação da rede na simulação física e na simulação comercial garante uma maior *compatibilidade* entre o processo de despacho e formação de preços – característica bastante desejável em um modelo baseado em ofertas, no qual é crucial que os sinais de preços aos agentes estejam alinhados com os impactos que eles causam sobre a realidade física do sistema.

6.4.2 Alocação do excedente de transmissão

Em um sistema com preços regionais diferentes, os valores devidos pelos agentes que compram energia podem ser superiores aos valores que recebem os agentes que vendem energia. Isto se deve ao fato de que o fluxo de energia no sistema de transmissão vai dos locais em que o preço é menor para locais em que o preço é maior. Desta forma, locais com preço menor tendem a ser exportadores de energia, e

locais com preço maior tendem a ser importadores de energia, fazendo com que os compradores paguem, em média, mais do que recebem os vendedores.

Outros sistemas internacionais usualmente alocam este excedente através dos chamados *Financial Transmission Rights* (FTR). Os FTRs são distribuídos entre os agentes, de uma maneira geral através de um processo competitivo. Nesses processos, os agentes aceitam pagar um determinado valor fixo ao sistema em troca de uma parcela do eventual excedente financeiro associado a uma restrição de transmissão. Na prática, os agentes detentores de FTRs pagam valores fixos para se protegerem das diferenças de preços entre regiões. As receitas pagas pelos compradores de FTRs podem ser utilizadas, por exemplo, para reduzir as tarifas de transmissão pagas pelos demais agentes.

No caso do Brasil, o excedente transmissão foi alocado prioritariamente a um conjunto de autoprodutores e aos participantes do MRE, sempre nos montantes necessários para que eles fossem neutros aos riscos associados à diferença de preços entre submercados. Os valores remanescentes do excedente, se existirem, são usados para abater do Encargo de Serviços do Sistema, que é pago por todos os consumidores. Infelizmente, esta alocação priva os agentes de um mecanismo poderoso e eficiente de mitigação do risco associado às diferenças de preços em submercados distintos, e que seria especialmente desejável no contexto de um mercado baseado em ofertas em que os agentes estariam assumindo maiores riscos (e sendo devidamente remunerados por eles). No entanto, qualquer nova alocação teria de preservar os direitos dos atuais detentores dessas receitas, em particular dos agentes participantes do MRE.

Mais uma vez, com o intuito de minimizar conflitos e obstáculos, sugerimos uma solução com os elementos descritos a seguir. Os detalhes desta proposta encontram-se no Entregável 6 (Desenho Detalhado).

- Estabelecimento do princípio de que os direitos existentes pertencem apenas a seus atuais detentores, sem possibilidade de extensão a novos agentes do mesmo tipo;
- Estabelecimento do princípio que os direitos existentes correspondem apenas às instalações existentes, sendo que novas instalações terão os excedentes por elas produzidos alocados em processo competitivo;
- Substituição das atuais prioridades em direitos sobre determinadas frações do excedente, na forma de FTRs, que continuariam pertencendo a seus atuais detentores até o término das respectivas outorgas, com a diferença que poderiam ser negociados com qualquer agente; e
- Estabelecimento de um sistema de alocação dos excedentes através da licitação de FTRs correspondentes aos excedentes que não tenham proprietários determinados.

6.5 Ofertas não associadas a ativo físico

As chamadas "ofertas virtuais" (ou "ofertas de convergência") são ofertas feitas por agentes que não correspondem a nenhum ativo físico. Seriam, portanto, ofertas de venda realizadas por agentes que não possuem geração, ou ofertas de compra realizadas por agentes que não possuem demanda.

O objetivo de um agente ao formular uma oferta deste tipo seria obter receitas com a diferença de preços entre o mercado *ex ante* e o mercado *ex post*. Desta forma, um agente que imaginasse que o preço *ex post* seria no máximo 200 R$/MWh e inferior ao preço *ex ante*, poderia realizar uma oferta de venda no

mercado *ex ante* a 200 R$/MWh, que seria associada automaticamente a uma oferta de compra no mercado *ex post* pela mesma quantidade. Nota-se que, como o agente não possui ativos físicos, ele sempre deve comprar no mercado de balanço a posição assumida no mercado do dia seguinte. Se o agente estivesse correto na sua aposta, as duas ofertas seriam aceitas, e ele acabaria vendendo energia a um preço maior do que estaria comprando. O benefício para o agente neste caso é evidente (assim como os riscos), e ele estaria fazendo a função de arbitrar uma diferença de preços percebida entre os dois mercados. Para o sistema, o benefício seria que a atuação destes agentes puramente financeiros tenderia a levar a uma *convergência* entre os resultados de mercado do dia seguinte e mercado de balanço (Hogan 2016), levando a uma representação mais precisa do mercado no *day-ahead*.

Como explorado no Entregável 1 (Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho), a existência de ofertas virtuais implica em alguns desafios a um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes. Embora tais obstáculos não signifiquem que seria inviável a implementação de mecanismos de ofertas de convergência em um momento posterior, recomendamos que a implementação inicial da oferta de preços não englobe estas "ofertas de convergência", aceitando somente ofertas associadas a algum ativo de geração ou demanda. Como condições necessárias à implementação de um mecanismo como este no futuro, destacam-se:

- Necessidade de incorporar as ofertas de comercializadoras ao despacho do sistema, a qual, por sua vez, necessita de um conhecimento locacional perfeito dessas ofertas;
- Necessidades de garantir-se que essas ofertas estariam de fato contribuindo para a *convergência* entre os resultados de mercado do dia seguinte e mercado de balanço (assim assegurando que elas trariam benefícios ao sistema). Se ao contrário as ofertas de comercializadoras estiverem buscando explorar *imprecisões* na representação da formação de preços (como por exemplo a dicotomia entre a representação comercial e representação física do sistema, como discutido na seção 6.4.1), a implementação deste mecanismo seria contraproducente para o sistema;
- Necessidade de mecanismos adicionais de garantias, dado que as ofertas virtuais criam exposições adicionais para os agentes;
- Necessidade de mecanismos adicionais de controle de poder de mercado, por conta do fato de que ofertas virtuais ampliam o espaço de estratégias possíveis que os agentes poderiam adotar, potencialmente permitindo o surgimento de novas formas de manipulação de mercado que hoje não existem em nosso sistema.

6.6 Mercados para reserva e demais serviços ancilares

Atualmente, a provisão de serviços ancilares no SIN é realizada a partir de contratação por parte do ONS, e remunerada por tarifas fixadas pela ANEEL. Existem vários sistemas nos quais a provisão de reserva e dos demais serviços ancilares é realizada a partir de ofertas realizadas pelos agentes em mercados competitivos: destaca-se em particular os procedimentos de *cootimização* da alocação da geração de energia e do compromisso de entrega de reservas, adotados por exemplo no PJM dos Estados Unidos (PJM 2021).

De uma maneira geral, a criação destes mercados ocorreu em sistemas nos quais os preços da energia já eram estabelecidos por ofertas dos agentes, sendo, portanto, um aperfeiçoamento ou extensão de um paradigma que já estava maduro nesses sistemas. Da mesma forma, a determinação de qual usina ou

consumidor deve prover determinado serviço ancilar frequentemente depende da localização precisa do provedor na rede, o que indica que a decisão a partir de ofertas dos agentes dependeria de uma granularidade espacial em nível nodal, que não é a que está sendo recomendada neste momento.

Por esses motivos, recomendamos que em um primeiro momento não se busque implantar no SIN mercados para reservas ou para serviços ancilares, e que em vez disso eles continuem sendo providos da forma em que o são atualmente. No futuro, seria possível evoluir para um esquema de contratação de serviços ancilares através de processos competitivos, e posteriormente um mercado de serviços ancilares propriamente dito.

6.7 Liquidações múltiplas

No capítulo 4, recomendamos para o SIN um mecanismo de dupla liquidação (*day ahead* e *ex post*). O principal objetivo, no caso, é corrigir uma falha histórica que tem provocado distorções desde a implantação do mercado de curto prazo no SIN. Existem, no entanto, outras possibilidades mais sofisticadas, com múltiplas liquidações, que são adotadas em vários sistemas – como explorado no Entregável 1 (Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho).

A título de exemplo: poderíamos, além do mercado *day ahead* a da liquidação *ex-post*, um mercado *hour ahead*. Este mercado funcionaria da mesma forma que o mercado *day ahead*, e o seu preço seria utilizado para liquidar as diferenças entre os volumes de energia estabelecidos no mercado nele e no mercado *day ahead*. Neste caso o preço *ex post* serviria para liquidar as diferenças entre os volumes constatados *ex post* e os do mercado *hour ahead*.

Seria possível ainda fazer mais liquidações, resultando em ofertas que acompanhariam de forma cada vez mais imediata as disponibilidades dos agentes. O resultado seria, em princípio, um despacho mais eficiente, em função das atualizações que os agentes poderiam fazer em suas ofertas (levando a redespachos mais eficientes entre o mercado do dia seguinte e o equilíbrio em tempo real do sistema). Os obstáculos à implementação de liquidações adicionais seriam um custo maior de transação e uma maior complexidade de implementação, tanto para os agentes como para ONS e CCEE.

Por conta destes obstáculos, e com base no princípio da simplicidade, recomendamos que em um primeiro momento não sejam implementadas ofertas e liquidações múltiplas no SIN, permanecendo apenas as liquidações *day ahead* e *ex post*. Cabe considerar ainda que a própria introdução de um mecanismo de liquidação *dupla*, como recomendado e explorado no capítulo 4, já representaria ganhos de eficiência importantes e uma mudança de paradigma para o mercado elétrico brasileiro. Desta forma, parece coerente aguardar que o mecanismo de liquidação dupla esteja bem estabelecido (e devidamente testado) no Brasil antes de introduzir liquidações adicionais – que, embora potencialmente benéficas de um ponto de vista sistêmico, de um modo geral não teriam um efeito tão revolucionário quanto a implementação inicial da dupla liquidação.

6.8 Temas a serem analisados nos próximos relatórios

Durante a descrição do desenho conceitual proposto neste relatório, foi mencionado diversas vezes o objetivo de aprofundar a maioria das questões nos relatórios seguintes. Assim, caberá ao Entregável 5 descrever de forma detalhada os impactos que a implementação do desenho conceitual proposto teria sobre os processos do ONS e da CCEE. No Entregável 6, o objetivo é descrever em maior nível de detalhe

os procedimentos e sugestões operacionais que foram tratados de forma superficial ao longo do desenho conceitual, fornecendo contornos práticos e propostas concretas de funcionamento dos mecanismos citados. Além disso, é necessário descrever também a transição entre a proposta atual de ofertas por custo para um modelo de mercado de ofertas por preço. Este objetivo será cumprido pelo Entregável 7.

Ao longo deste relatório, foi atribuído ao Entregável 6 o objetivo de esclarecer os pormenores de diversas propostas levantadas. Entre elas estão: questões que envolvem poder de mercado e eventuais manipulações de preços por agentes; o tratamento de restrições operativas dos agentes por parte do operador durante a definição do despacho; e medidas a serem tomadas para garantir a isonomia no mercado, levando os agentes a arcar com os benefícios e riscos das suas próprias decisões. Desta forma, cabe ao Entregável 6 estabelecer o formato de ofertas dos agentes, possíveis variações de acordo com a tecnologia empregada na produção de energia, bem como estabelecer regras claras de intervenção do agente regulador para a manutenção da eficiência do mercado, evitando a manipulação de preços por agentes suficientemente grandes e garantindo o uso sustentável dos reservatórios hídricos. A transparência das regras é uma importante ferramenta a ser implementada uma vez que, se os agentes forem incapazes de prever intervenções dos agentes reguladores, o elevado grau de incerteza no mercado pode gerar distorções nocivas para a eficiência do equilíbrio entre oferta e demanda.

Dentre as possibilidades de interferência do operador, discutiremos a possibilidade de incluir mecanismos de gatilho que permitam a compra de água pelo agente regulador quando os níveis dos reservatórios hídricos se encontrarem inferiores a um determinado volume pré-estabelecido. Esse mecanismo de segurança sistêmica terá seu funcionamento operacional detalhado no Entregável 6, assim como a definição sobre quais agentes arcariam com os custos desta operação.

As definições detalhadas sobre a manutenção dos direitos dos agentes envolvidos no MRE, assim como as regras que serão aplicadas aos novos participantes do mecanismo, são importantes para administrar eventuais conflitos de interesse que possam se converter em obstáculos para a nova proposta de mercado. A definição clara destes limites também será discutida no Entregável 6. Ademais, o relatório em questão contará com uma discussão mais ampla acerca dos encargos gerados pelas diferenças entre os despachos *ex-ante* e *ex-post*. Outros temas, como as diferenças entre vertimento físico e virtual, o tratamento de energia não armazenável e as limitações de medição dos reservatórios e afluências de hidrelétricas também fazem parte do escopo do Entregável 6.

7 CONCLUSÕES

O principal objetivo do presente relatório foi elaborar um desenho conceitual para um mecanismo de formação de preços por oferta adequado à realidade brasileira. Como princípios gerais, buscou-se um desenho (i) *simples*, alterando o mínimo possível as estruturas e regras atualmente existentes; (ii) *isonômico*, de modo a não comprometer inovações futuras e garantir condições equitativas de competitividade; (iii) *respaldado pela experiência* do setor elétrico brasileiro (em particular elementos de modelagem de mercado como o DESSEM e elementos regulatórios como o MRE); e (iv) que permita uma *sinalização econômica adequada* para os agentes, sem a qual não será possível gerar ganhos de eficiência com a adoção do mecanismo.

O capítulo 3 tratou do funcionamento base do mecanismo – mais alinhado a um "modelo americano", pelas semelhanças deste com as atuais regras de mercado do Brasil –, no qual os agentes submetem ofertas (ou seja, curvas preço-quantidade) para a operação do dia seguinte, que se convertem em dados de entrada para a otimização do despacho pelo DESSEM. O DESSEM termina por selecionar aquelas ofertas que levem ao menor custo de operação e determina o preço-sombra, a ser utilizado na liquidação financeira da energia. Portanto, a representação de aspectos físicos da rede e restrições operativas estaria representada no próprio modelo de formação de preços.

Buscando maior isonomia e eficiência de mercado, todos os agentes proprietários de ativos físicos de geração ou demanda teriam direito a realizar ofertas preço-quantidade, à exceção das hidrelétricas do MRE, cujas ofertas estariam restritas ao mecanismo de reservatório virtual. Agentes termelétricos também teriam a possibilidade de declarar parâmetros operativos que representem restrições físicas próprias, tais como rampas, mínimo tempo ligado/desligado, geração mínima etc. Mecanismos de mitigação de poder de mercado, a serem explorados no Entregável 6 deste P&D ("Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada"), podem restringir o formato e periodicidade das ofertas de certos agentes – comprometendo em algum grau a isonomia do mecanismo em prol de maior supervisão.

No capítulo 4, demonstrou-se que o mecanismo de liquidação atual do Brasil (que utiliza preços calculados *ex ante* e quantidades medidas *ex post*) teria de ser modificado ao migrar para um modelo de formação de preços por ofertas, pois, caso contrário, amplificaria oportunidades de exercício de poder de mercado, ao não penalizar financeiramente ofertas que não guardem relação com a operação em tempo real. Neste sentido, recomendou-se a adoção de um mecanismo de liquidação dupla, que gera incentivos econômicos para que cada agente preveja responsavelmente sua geração, demanda, indisponibilidades e outras variáveis operativas que apresentem incertezas. Seriam necessárias duas execuções do modelo DESSEM: uma no dia anterior à operação (mercado do dia seguinte) e uma realizada após a operação (mercado de balanço), utilizando valores de geração e demanda verificados através de medições. Cada uma dessas rodadas do DESSEM dá origem a um preço de energia, que será utilizado nas liquidações do mercado do dia seguinte e do mercado de balanço, respectivamente.

O capítulo 5 introduz o mecanismo de reservatórios virtuais, outra grande adaptação, que seria necessária para compatibilizar a formação de preços por ofertas com o atual MRE. Nele, cada participante teria acesso a uma "conta de energia" de reservatório virtual e poderia submeter ofertas (curvas preço-quantidade) que refletissem sua disposição a vender "créditos de energia" desta conta ou a comprar mais energia. Essas ofertas também entram no modelo de otimização de despacho do operador, substituindo as funções de custo futuro da água. Em outras palavras, o valor da água passa a

ser determinado pelas ofertas dos agentes, refletindo melhor suas expectativas futuras e critérios de aversão a risco da sociedade. Para que o mecanismo de reservatório virtual possa funcionar como desejado, uma série de elementos devem ser levados em consideração, dentre os quais destacam-se o tratamento das restrições ambientais, o acoplamento dos reservatórios virtuais com os reservatórios físicos, elementos associados à operação horária dos geradores hidrelétricos e à eficiência da conversão água-energia, a alocação de afluências e desvios entre a realidade física e o mundo dos reservatórios virtuais entre os agentes, e outras.

No capítulo 6, discutimos algumas questões adicionais que necessitam ser consideradas para introduzir a formação de preços por oferta no âmbito do Mercado de Curto Prazo do SIN: a oferta de agentes com condições especiais – tais como agentes afetados por contratos legados e distribuidoras –, limites para os preços (preço-teto e preço-piso), mecanismos para atuação do operador sobre o mercado, representação da rede de transmissão, alocação do excedente de transmissão, oferta não associadas a ativos físicos ("ofertas de convergência"), mercados para serviços ancilares e liquidações múltiplas. O capítulo apresenta os princípios gerais que deverão guiar as decisões de desenho relacionadas a esses temas e algumas propostas iniciais, ainda que um detalhamento maior faça parte do escopo de entregáveis posteriores.

As decisões tomadas acerca do desenho de mecanismo no presente entregável estão sustentadas pelas alternativas de desenho levantadas no Entregável 1 ("Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho"), bem como nas discussões ocorridas durante o Workshop realizado para os agentes, em outubro de 2020 (Entregável 2). O desenho conceitual apresentado neste relatório também servirá de insumo para os relatórios posteriores, que aprofundarão diversos aspectos do desenho: destacam-se o Entregável 5 ("Visão de Processos do ONS e da CCEE"), Entregável 6 ("Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada") e Entregável 7 ("*Roadmap* de Implementação"). A principal contribuição do presente entregável é, portanto, estabelecer os principais alicerces da proposta de desenho de mecanismo e definir suas linhas gerais de funcionamento.

8 REFERÊNCIAS

ANEEL (**2019**) ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 843, de 2 de abril de 2019.

ANEEL (**2020**) ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 910, de 15 de dezembro de 2020.

Australian Energy Market Comission (**2020**) Australian Energy Market Comission. *National Electricity Rules*. Retrieved from https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-electricity-rules/current.

Barbosa (**2020**) Bruno Peixoto Barbosa. *Análise do efeito de liquidações múltiplas em mercados elétricos de curto-prazo no contexto de uma crescente penetração renovável PROJETO*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Barroso et al. (**2012**) L. A. Barroso et al. Virtual Models for Reservoir Management in Competitive Markets. *3rd conference on hydroscheduling in competitive Markets* (2012), 1–11.

Batlle et al. (**2018**) Carlos Batlle et al. Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios.

CEPEL (**2020**) CEPEL. Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM: Manual de Metodologia.

Chao and Wilson (**2001**) Hung-po Chao and Robert Wilson. *Design of Wholesale Electricity Markets*.

Comitê de Revitalização (**2002a**) Comitê de Revitalização. *Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Dificuldades na Contabilização do MAE*.

Comitê de Revitalização (**2002b**) Comitê de Revitalização. *Comitê de revitalização do modelo do setor elétrico: Relatórios de Progresso*.

Green (**2000**) Richard Green. Competition in generation: The economic foundations. *Proceedings of the IEEE*. 88, 2 (2000), 128–139. doi: 10.1109/5.823994.

Hammond (**1997**) Peter J. Hammond. The Efficiency Theorems and Market Failure. *Depatment of Economics Stanford university*. February (1997), 1–57.

Hogan (**2016**) William W. Hogan. Virtual bidding and electricity market design. *Electricity Journal*. 29, 5 (2016), 33–47. doi: 10.1016/j.tej.2016.05.009.

ISO New England (**2020**) ISO New England. *ISO New England Manual for Market Operations: Manual M-11. Revision: 60*. Retrieved from https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/10/m_11_revision_60_effective_10_1_2020.pdf.

Jehle and Reny (**2011**) G. A. Jehle and P. J. Reny. *Advanced Microeconomic Theory*. Financial Times/Prentice Hall.

Lamas (**2018**) Bruna Vasconcelos Lamas. *Modelo Hidrodinâmico Computacional do Reservatório de Sobradinho*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Retrieved from http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10025288.pdf.

Mas-Colell et al. (**1995**) Andreu Mas-Colell et al. Chapter 16: Equilibrium and its Basic Welfare Properties. *Microeconomic Theory*. Oxford University Press.

Muñoz et al. (**2020**) Francisco D. Muñoz et al. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*. 148, October 2020 (2020). doi: 10.1016/j.enpol.2020.111997.

Nazaré et al. (**2019**) Felipe Nazaré et al. Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e impactos. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia*

Elétrica (2019). doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

Nordpool (**n.d.**) Nordpool. *https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/*. Accessed: 01-Feb.-2021. Retrieved 1-Feb.-2021, from https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/.

PJM (**n.d.**) PJM. *https://dataminer2.pjm.com/feed/energy_market_offers*. Accessed: 01-Feb.-2021. Retrieved 1-Feb.-2021, from https://dataminer2.pjm.com/feed/energy_market_offers.

PJM (**2021**) PJM. *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations*.

Schweppe et al. (**1988**) Fred C. Schweppe et al. *Spot Pricing of Electricity*. Springer, Boston, MA. doi: https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1.

Stoft (**2002**) Steven Stoft. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*.

Wilson (**1999**) Robert Wilson. Market Architecture. *Power System Economics*. (1999), 1–22. doi: 10.1109/9780470545584.part3.

Wolak (**2020**) Frank A. Wolak. Wholesale Electricity Market Design. (2020). doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

9 ANEXO 1: GLOSSÁRIO

ANA	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFURH	Contribuição Financeira por Uso de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVaR	*Conditional Value at Risk*
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
FTR	*Financial Transmission Rights* (direitos financeiros de transmissão)
GNL	Gás natural liquefeito
GW	Gigawatt (corresponde a 1000 MW, ver abaixo)
GWh	Gigawatt-hora (corresponde a 1000 MWh, ver abaixo)
MAE	Mercado Atacadista de Energia (hoje extinto)
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt (unidade de potência)
MWh	Megawatt-hora (unidade de energia)
NEWAVE	Software usado no Brasil para o planejamento de médio e longo prazo
Nordpool	Bolsa de energia que opera em parte dos países europeus
O&M	Operação e manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena central hidrelétrica
PDP	Programa Diário de Produção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PJM	Operador do sistema elétrico da região leste dos Estados Unidos
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia de Otimização

10 ANEXO 2: DETALHAMENTO DE LIQUIDAÇÕES DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

Este anexo apresenta um detalhamento das formulações matemáticas das componentes de liquidação tratadas na seção 5.1, bem como as motivações por trás das escolhas de desenho realizadas. A componente $R^{restricoes.M}$ é tratada na seção 10.1, as componentes $R^{ponte.M}$ e $\hat{R}^{ponte.H}$ na seção 10.2, e as componentes $R^{O\&M.B}$ e $\hat{R}^{O\&M.H}$ na seção 10.3. Cabe destacar que, para as componentes distribuídas entre os agentes do MRE, utiliza-se o "fator de participação" γ_b introduzido na seção 5.4.3.

10.1 Componente de restrições de defluência mínima e usos múltiplos da água

A componente de *restrições* se refere à necessidade de se alocar o custo das variáveis duais correspondentes às restrições ambientais explicitamente a algum agente (para que o mercado possa estar em equilíbrio, ao somar todas as componentes de liquidação para todos os agentes do sistema). Por exemplo, a Equação 9 ilustra uma representação clássica de uma restrição ambiental de defluência mínima para determinada usina j: as variáveis de turbinamento e vertimento desta usina devem ultrapassar o valor mínimo L_j em todas as horas. Esta restrição possui a variável dual λ_j^h associada a ela, e o produto da variável dual pelo lado direito da restrição gera uma componente de custos (ou receitas negativas) – que, como ilustrado na Equação 10, são repartidas entre os agentes de acordo com o seu coeficiente de participação no MRE (vide seção 5.4.3).

$$u_j^h + s_j^h \geq L_j \ : \lambda_j^h \tag{9}$$

$$R_{rb}^{restricoes.M}(t) = -\gamma_b \cdot \sum_j \sum_{h \in t} \lambda_j^h \cdot L_j \tag{10}$$

A razão pela qual esta componente deve ser alocada aos agentes do MRE, como introduzido na seção 5.2.2, é que do contrário haveria um *desincentivo* para que agentes ofertantes investissem nas suas respectivas contas de reservatório virtual. Ao manter o seu nível de créditos de reservatório virtual em um nível mínimo, os ofertantes podem *minimizar* a sua responsabilidade pela restrição de volume mínimo – de modo que, ao perceber um risco de violação da restrição ambiental, a estratégia correta para um agente ofertante seria vender os seus créditos de reservatório virtual. Como estas ofertas virtuais têm consequências *físicas* para a operação do sistema (como estabelecido na seção 5.4.1), esta atitude dos agentes ofertantes levaria a um *esvaziamento* dos reservatórios físicos – justamente em um momento em que a água armazenada nos reservatórios é especialmente valiosa (já que um armazenamento mais elevado reduziria o risco de violação da restrição ambiental). Esta incompatibilidade entre a função objetivo da sociedade (que atribui um peso elevado ao atendimento da restrição ambiental) e os incentivos financeiros aos agentes (que acabam levando a ações *contrárias* ao atendimento da restrição ambiental) implicaria em fragilidades no mecanismo baseado em ofertas proposto.

Para analisar a estrutura de incentivos em mais detalhe, tomemos o sistema exemplo introduzido na seção 5.2.1, focando apenas na hidrelétrica 1 e admitindo que ela possui uma restrição de defluência mínima correspondente a 500 Hm3 associada a acordos ambientais pré-estabelecidos (isto é, o montante turbinado mais o montante vertido pela usina 1 não pode ser inferior a 500 Hm3 no período, o equivalente a 500 GWh). Admitimos que o agente 2 detém 500 GWh armazenados em contas de energia no reservatório virtual da usina 1 e que o agente 1 detém 1000 GWh de energia armazenados em contas de energia no reservatório virtual da usina 2. Como ilustrado na Figura 24, a restrição de defluência mínima faz com que o preço marginal da energia se torne igual a 100 $/MWh – mais baixo,

portanto, do que o preço ofertado pelo agente 2, igual a 200 R$/MWh, embora a sua oferta (de 500 GWh) precise ser consumida para atender à restrição de defluência mínima.

Figura 24 – Sistema exemplo: introduzindo uma restrição de defluência mínima



Nota-se que, na proposta de desenho conceitual apresentada, o "direito de propriedade" associado à restrição ambiental de defluência mínima é alocado separadamente do mercado de ofertas de reservatório virtual. Com isso, é possível remunerar o agente 2 de acordo com a sua valoração da "componente intertemporal" da energia (isto é, ao preço de 200 $/MWh): a diferença entre esse custo e o preço spot efetivamente recuperado com a venda de energia (200-100 = 100 R$/MWh) seria rateada entre todos os participantes do MRE (isto é, entre os agentes 1 e 2).

Outra alternativa (que, como visto anteriormente, leva a incentivos perversos) seria uma alocação em que o próprio agente 2 (responsável pela venda de energia) assumisse os "custos" associados à restrição de defluência mínima – por exemplo, recebendo apenas o preço marginal de 100 $/MWh proporcionalmente à energia gerada. Além de este mecanismo ir contra os princípios de um mercado voluntário (já que o agente 2, embora tenha feito uma oferta para vender energia a 200 $/MWh, é obrigado a vender a sua energia a um preço mais baixo de 100 $/MWh), ele também *desincentiva* os agentes a manterem um armazenamento mais elevado. Quanto maior a energia armazenada no reservatório 1 atribuída a cada agente, maior o passivo financeiro (associado à restrição de defluência mínima) que aquele agente deverá assumir individualmente. Pode-se criar, portanto, uma "espiral da morte", na qual à medida que o nível do reservatório 1 cai, aumenta a probabilidade de que a restrição de defluência mínima se torne ativa, motivando os agentes a se desfazerem da sua posição no reservatório 1. O resultado desta estrutura de incentivos, portanto, é que o volume armazenado no reservatório 1 tende a zero, aumentando assim a probabilidade de violação da restrição de defluência mínima – o que seria indesejável para o sistema. Em contraste, quando o passivo dos agentes é pré-definido (por exemplo, de acordo com os fatores usados no MRE), o agente não pode reduzir o seu passivo financeiro reduzindo quantos créditos ele retém no mecanismo de reservatórios virtuais: ao contrário, esses agentes podem ter um *incentivo* a comprar mais créditos de armazenamento para se proteger desta exposição ao risco. Efetivamente, as expressões das liquidações financeiras implicam que o agente participante do MRE pode "comprar de si mesmo" a água para atendimento da restrição de defluência mínima – de modo que, se um agente estiver vendendo créditos de reservatório virtual correspondentes à parcela da restrição que cabe a ele (de acordo com os coeficientes γ_b), ele não terá nenhuma exposição financeira adicional.

10.2 Componente de liquidação "ponte"

Como apresentado na seção 5.4.2, uma característica que define o mecanismo de reservatórios virtuais é que as ofertas têm características *diárias* – de modo que é razoável representar um preço *diário* para esta liquidação, que estaria associado à variável dual associada à restrição de equivalência físico-virtual (como introduzido na seção 5.4.1). Esta representação das variáveis duais (também conhecidas como *preços-sombra*) como preços para as liquidações de mercado é padrão na literatura de otimização, e vem do fato que a *maximização dos lucros* dos agentes individuais (onde os preços percebidos são iguais aos preços-sombra do problema de otimização conjunto) resulta nas *mesmas decisões operativas* que o problema de otimização solucionado de uma só vez por um agente onisciente e benevolente para maximizar o bem-estar da sociedade. Este princípio é também conhecido como *teoria marginalista* no contexto da literatura econômica (já que as variáveis duais guardam relação com os *custos marginais* associados a cada restrição), e é um dos pilares centrais da implementação de um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas.

De fato, a própria precificação da energia por meio de custos marginais emerge destes princípios marginalistas, em que a variável dual π^h que dita o preço de curto prazo da eletricidade está associada à restrição de atendimento à demanda para cada um dos subintervalos h contidos no dia t, como representado de forma esquemática na Equação 11 (balanço de oferta e demanda de energia elétrica). Nota-se que, em um contexto de um mercado baseado em ofertas, as quantidades g_i^h e d_k^h, representariam, respectivamente, o "montante total aceito das ofertas submetidas" por cada gerador não-hidrelétrico i e por cada agente de demanda k. Além disso, nota-se que a Equação 11 não representa intercâmbios entre submercados, unicamente por simplicidade da notação (é possível adaptar a representação, ainda seguindo os princípios da teoria marginalista, para incorporar a diferenciação de preços zonais atualmente aplicada no setor elétrico brasileiro). De forma análoga à definição de π^h, os preços-sombra $\hat{\pi}^t$ corresponderiam às variáveis duais *diárias* associadas à restrição de equivalência entre o mercado físico e o mercado virtual, como representado de forma esquemática na Equação 12. Como introduzido na seção 5.4.1, esta é a restrição que relaciona as ofertas aceitas de reservatório virtual (e_b^t) com a representação do que ocorre no "mundo físico" (capturada pelas funções $\check{G}_j$) – de modo que a variável dual $\hat{\pi}^t$ representa a forma "natural" de se remunerar as ofertas aceitas e_b^t de cada agente ofertante de acordo com a teoria marginalista. Em outras palavras, $\hat{\pi}^t$ é o preço dos créditos de reservatório virtual.

$$\sum_j G_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) + \sum_i g_i^h = \sum_k d_k^h \quad : \quad \pi^h \tag{11}$$

$$\sum_{h \in t} \sum_j \check{G}_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) = \sum_b e_b^t \quad : \quad \hat{\pi}^t \tag{12}$$

Caso as liquidações de mercado sejam feitas seguindo esta lógica, com a geração hidrelétrica sendo valorada ao preço *spot* horário π^h e com as transferências de reservatórios virtuais sendo valoradas ao "valor da água" diário $\hat{\pi}^t$, nota-se que há um contraste entre as *escalas de tempo* dessas duas representações. Talvez mais notavelmente, entretanto, nota-se que surge uma componente "ponte" para as receitas de liquidação dos reservatórios virtuais, representada na Equação 13. Esta componente está associada à operação de se "comprar água" (representada em termos do seu "potencial de geração ideal" descrito pela função $\check{G}_j$ – vide seção 5.4.1) e "vender energia" (onde a capacidade do gerador hidrelétrico de efetivamente produzir é descrito pela função G_j – vide seção 5.3.1): e, portanto, pode ser

intuitivamente associada ao "valor agregado" pela operação eficiente das máquinas hidrelétricas ao converter "geração potencial" (representado por $\check{G}_j$) em "geração real" (representado por G_j).

A flexibilidade que as hidroelétricas têm para alocar a geração de eletricidade ao longo das horas do dia tende a gerar um *excedente*[19], de modo que a componente $\tilde{R}_r^{ponte}$ representada na Equação 13 é em geral positiva (ou nula). No caso particular em que G_j e $\check{G}_j$ estão bem representadas e os agentes hidrelétricos não têm nenhuma capacidade de gerar excedentes adicionais ajustando a sua função de produção (o que ocorre em particular no caso em que G_j e $\check{G}_j$ são iguais), nota-se que o valor de $\tilde{R}_r^{ponte}$ é necessariamente nulo.

$$\tilde{R}_r^{ponte}(t) = \sum_{h\in t}\sum_{j\in r}\left[\pi_r^h \cdot G_j^*\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) - \hat{\pi}_r^t \cdot \check{G}_j^*\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right)\right] - \sum_{b\in r} R_{rb}^{restricoes.M}(t) \qquad (13)$$

O termo $R_{rb}^{restricoes.M}$ na equação serve para que não haja dupla contagem, gerando remunerações indevidas aos participantes do MRE. Evidentemente, esta componente de receitas representando a "ponte" entre o mercado horário e o mercado diário deve ser alocada aos agentes 1 e 2 – porém, há diferentes filosofias que podem ser seguidas para fazer esta alocação.

Uma primeira possibilidade seria alocar a componente $\tilde{R}_r^{ponte}$ às próprias *liquidações de reservatório virtual*, distribuindo-a proporcionalmente às ofertas aceitas ($e_1 = 500$ e $e_2 = 700$ GWh). Intuitivamente, este mecanismo de alocação pode ser interpretado como um *ajuste do preço* para as liquidações das ofertas aceitas de reservatório virtual: no lugar de o preço desta liquidação ser ditado pela variável dual da restrição da Equação 12 diretamente ($\hat{\pi} = 200$ \$/MWh), o preço seria ajustado de acordo com as variáveis duais das restrições correspondentes à Equação 11. No exemplo da Tabela 5, esta distribuição de $\tilde{R}_r^{ponte}$ resultaria em um "preço efetivo" $\hat{\pi}^* = 333{,}3$ \$/MWh percebido por ambos os agentes.

Outra possibilidade intuitiva seria fazer a distribuição deste excedente de acordo com os mesmos coeficientes de distribuição γ que denotam a *participação dos agentes no MRE*, conforme introduzido na seção 5.4.3. Por simplicidade, no exemplo apresentado digamos que se tem $\gamma_1 = \gamma_2 = 0{,}5$. Com esta implementação, no lugar de distribuir o excedente proporcionalmente às ofertas (o que poderia induzir os agentes a fazer ofertas estratégicas de modo a capturar este excedente), a alocação segue uma distribuição de direitos de propriedade pré-definida. Admitindo que os parâmetros γ são bem-calculados, esta seria uma alocação justa que não correria nenhum risco de levar a distorções nos sinais de preço aos agentes ofertantes.

Ainda, uma terceira possibilidade seria considerar a alocação deste excedente aos *geradores hidrelétricos individuais*, fazendo distinção sobre a contribuição de cada usina hidrelétrica para a composição deste excedente. Vale destacar que os agentes individuais são aqueles com melhor potencial para responder aos *sinais de preço* desta liquidação ponte – já que a conversão dos "créditos de energia diários" em "geração horária" depende fundamentalmente da operação das máquinas de cada gerador hidrelétrico, acurácia da representação da curva de produção, e investimentos em eficiência.

[19] A lógica é similar à existência de um *excedente* da transmissão: na ausência de congestão (ou de restrições ativas na operação intradiária da usina), o excedente será nulo. Porém, caso a restrição de geração máxima torne-se positiva em algum subintervalo do dia (por exemplo), se começaria a observar um excedente positivo.

A proposta de desenho conceitual trabalhada neste relatório envolve um mecanismo *híbrido* de alocar parte deste excedente aos geradores hidrelétricos individuais (de forma voluntária, como introduzido na seção 5.6 – a componente denominada $\hat{R}_j^{ponte.H}$) e o restante aos agentes do MRE (componente denominada $R_{rb}^{ponte.M}$).

Em termos de sinais de preço, propõe-se a divisão da componente de receitas global $\hat{R}^{ponte}$ em duas subcomponentes antes da sua alocação aos agentes do sistema: (i) uma componente $R^{ponte.M}$ alocada proporcionalmente aos coeficientes do MRE (vide seção 5.4.3) e que leva em consideração apenas a função de referência G_j, e (ii) uma componente $R^{ponte.H}$ alocada aos agentes hidrelétricos individuais e que considera a *diferença* entre a função usada na otimização G_j^* e a função de referência G_j. Nota-se que, da mesma forma que a função de conversão idealizada $\check{G}_j$ é definida a partir da função G_j (vide seção 5.4.1), também a função de conversão $\check{G}_j^*$ é definida a partir de G_j^*. As expressões que regem tais alocações são apresentadas nas Equações (14) e (15).

$$R_{rb}^{ponte.M}(t) = \gamma_b \cdot \sum_{h\in t}\sum_{j\in r}\left[\pi_r^h \cdot G_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) - \hat{\pi}_r^t \cdot \check{G}_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right)\right] - R_{rb}^{restricoes.M}(t) \tag{14}$$

$$\begin{aligned}\hat{R}_j^{ponte.H}(t) = &-\hat{\pi}_r^t \cdot \sum_{h\in t}\left[\check{G}_j^*\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) - \check{G}_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right)\right] \\ &+ \sum_{h\in t}\pi_{r(j)}^h \cdot \left[G_j^*\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) - G_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right)\right]\end{aligned} \tag{15}$$

A componente $\widehat{R}_j^{ponte.H}(t)$ premia especificamente agentes hidrelétricos que declarem uma função de produção G_j^* mais eficiente que a função de referência do operador, G_j, funcionando como incentivo econômico para maior eficiência hidrelétrica. Adicionalmente, o agente proprietário hidrelétrico receberá créditos adicionais de reservatório virtual, correspondendo à "economia de água" que gerou ao sistema, isto é, $G_j^*\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right) - G_j\left(\hat{u}_j^h, \hat{v}_j^h, \hat{s}_j^h\right)$. Esse bônus deverá ser considerado na equação (2) e estará disponível para o agente ofertar no período seguinte.

10.3 Componentes de custo operativo

Um outro tema de interesse é a remuneração das usinas hidrelétricas pelo custo operativo variável – nota-se, em particular, a existência de encargos (tais como a CFURH – contribuição financeira pelo uso de recurso hídrico) que, por razões jurídicas, são cobrados proporcionalmente à produção hidrelétrica e, portanto, precisam ser coletados pelos geradores hidrelétricos como um fluxo de receitas que compete a eles. Hoje em dia, esta remuneração é feita por meio da Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que remunera transferências de energia feitas dentro do MRE, sendo que o valor da TEO está intimamente ligado à definição do valor mínimo do preço de liquidação de diferenças.

Nota-se que, com a migração para um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas, seria importante repensar o papel do PLD mínimo (vide seção 6.2.2) – entretanto, a necessidade de remunerar as hidrelétricas por este custo de O&M deveria ser contemplada de toda forma. A implementação que parece mais intuitiva e razoável é a aplicação dos custos da TEO aos agentes ofertantes de reservatórios virtuais proporcionalmente às suas ofertas aceitas e_{rb}, já que são esses os agentes capazes de influenciar as decisões de despacho hidrelétrico por meio das suas ofertas. Com isso, os próprios agentes ofertantes se responsabilizariam por contemplar os prováveis custos com a TEO ao montar suas estratégias de oferta – o que naturalmente influenciaria os preços de equilíbrio do mercado sem a necessidade de se aplicar um piso de preços.

A Equação (16) abaixo ilustra a componente de receitas dos geradores hidrelétricos (denominada componente "O&M.H", simplesmente proporcional à TEO), e a Equação (17) ilustra as componentes "O&M.B" que são coletadas dos agentes ofertantes de reservatórios virtuais: nota-se que a soma para todos os agentes do sistema das componentes O&M.H e O&M.B é igual a zero. Visto que os custos associados à TEO são proporcionais à *geração* hidrelétrica e há algumas não-linearidades envolvidas na conversão das ofertas de reservatório virtual em geração (como introduzido na seção 5.3.1), nota-se que o custo unitário da componente O&M.B pode ser ligeiramente diferente do valor da TEO em $/MWh – ainda assim, este seria um valor relativamente previsível que os ofertantes de reservatório virtual poderiam incorporar às suas estratégias de oferta. Vale notar ainda que, embora as equações representem o valor da TEO discriminado com o índice *j* das usinas hidrelétricas individuais, na prática apenas a usina de Itaipu hoje possui uma TEO diferenciada (motivo para a notação mais geral), com todas as outras hidrelétricas recebendo o mesmo valor de TEO padronizado.

$$\hat{R}_j^{O\&M.H}(t) = TEO_j \cdot \sum_{h \in t} g_j^h \tag{16}$$

$$R_{rb}^{O\&M.B}(t) = -\frac{e_{rb}^t}{\sum_b e_{rb}^t} \cdot \sum_{j \in r} TEO_j \cdot \sum_{h \in t} g_j^h \tag{17}$$

10.4 Componente de vertimento

Nota-se que não há uma componente de liquidação específica que reflete a alocação de responsabilidades pelo vertimento. Em vez disso, o tratamento do vertimento é implícito por cada um dos elementos de desenho detalhados no capítulo 5, resultando em uma estrutura de incentivos compatível. Em particular, destacam-se as seguintes categorias de vertimento e seu tratamento:

O "vertimento inevitável" (às vezes também denominado vertimento não turbinável) está associado a uma afluência tão elevada que sozinha ela ultrapassa tanto a capacidade de turbinamento quanto o armazenamento máximo da usina – tipicamente associado a usinas fio d'água ou usinas com pequenos reservatórios com capacidade de regularização de poucos dias. Nota-se que o mecanismo apresentado na seção 5.4.3 de cálculo da energia afluente automaticamente desconsidera esta componente de vertimentos inevitáveis no cálculo da energia afluente (já que eles não seriam convertidos em energia nem mesmo no caso ideal considerado com o problema de otimização auxiliar).

- O "vertimento voluntário" está associado à operação de uma usina a montante com reservatório e capacidade de turbinamento mais baixa, que pode voluntariamente verter para disponibilizar água para a operação das usinas a jusante. Nota-se que este tipo de vertimento faz parte da operação coordenada das cascatas pelo operador do sistema, e que uma operação deste tipo será economicamente atraente para o sistema se e somente se for condizente com a maximização de lucros para os ofertantes – em linha com os princípios de um sinal de preço coerente. Consequentemente, este tipo de vertimento é levado em conta na equação de balanço que estabelece a relação físico-virtual (como visto na seção 5.4.1) e, portanto, é incorporado na formação de preços e valorado corretamente na liquidação (como exemplificado na seção 5.7.2).
- O "vertimento por excesso de prudência" está relacionado com cenários em que (i) o volume armazenado em determinado reservatório é excessivamente elevado, e ao mesmo tempo (ii) a

afluência que chega em determinado período é também muito elevada, superando a capacidade de turbinamento da usina. Como o gerador não consegue usar toda a água que chega, o armazenamento aumenta gradualmente – podendo culminar no vertimento. Este tipo de vertimento deve ser alocado aos agentes que (i) mantiveram um nível de reservatório virtual excessivamente elevado e (ii) não foram capazes de vender seu excesso de reservatório virtual no mercado (considerando que o vertimento ocorre quando as hidrelétricas estão turbinando ao máximo). Nota-se que isto ocorre automaticamente como consequência do mecanismo descrito na seção 5.5: os agentes que forem prudentes não serão responsabilizados em caso de vertimento, e os agentes imprudentes serão responsabilizados desproporcionalmente mais.

- O "vertimento por insuficiência de demanda" está associado a decisões de vertimento em usinas geradoras que já se encontram no seu nível de armazenamento máximo, mas que não conseguem produzir com o seu turbinamento máximo (tipicamente porque a geração de renováveis com custo variável nulo e térmicas inflexíveis já é suficiente para atender a demanda). Em alguma medida, este tipo de vertimento ocorre quando há um excesso de recursos disponíveis – e, portanto, da mesma forma que no "vertimento inevitável" descrito acima, seria razoável simplesmente reduzir a energia afluente dos agentes do MRE. Entretanto, em um mercado baseado em ofertas, há espaço para a competição mesmo entre tecnologias de custo virtualmente igual a zero (renováveis, hidrelétricas e térmicas inflexíveis) – e mesmo a demanda teria a possibilidade de fazer ofertas para consumir mais energia se o preço for baixo o suficiente. Consequentemente, é desejável premiar os agentes que conseguirem vender sua energia no mercado para o atendimento à demanda (limitada) – o que também contribui para aumentar a competição no mercado. Com isto, o mecanismo ideal para o tratamento deste tipo de vertimento é novamente o descrito na seção 5.5 – e novamente não é necessário fazer nenhum tratamento adicional (com uma ressalva destacada a seguir).
- O "vertimento forçado por defluência mínima" seria o caso em que, além da insuficiência de demanda, a exigência de uma defluência mínima (tipicamente de natureza ambiental) obrigasse que determinada usina vertesse de modo a atender à restrição ambiental (embora a sua energia não seja necessária para o sistema). Nessas ocasiões, nota-se que a *água* necessária para atendimento da restrição ambiental ainda precisaria ser comprada (de acordo com os princípios da função de agregação $\check{G}$ descritos na seção 5.4.1), e que a diferença entre o custo de compra da água e o custo de venda da energia seria coberta pela componente de custos associada à restrição de defluência mínima (vide seção 10.1). Desta forma, mais uma vez, não é necessário introduzir tratamentos particulares para o vertimento neste caso.

Seguindo o fundamento de alocar eventuais passivos financeiros aos agentes que são responsáveis por causá-los, nota-se que vertimentos por "excesso de prudência" ou por "insuficiência de demanda" ocorrem quando há uma combinação de níveis de reservatórios elevados com afluências elevadas – de modo que, intuitivamente, pode-se afirmar que os agentes que possuírem níveis de reservatório virtual mais elevados têm um grau de responsabilidade maior no que diz respeito à ocorrência de tais vertimentos. Como a venda de créditos de reservatórios virtuais é inteiramente voluntária e baseada em ofertas, um agente ofertante sempre teria a possibilidade de fazer ofertas de venda mais agressivas, reduzindo o seu preço de oferta, assim vendendo os seus créditos de reservatório virtual e consequentemente contribuindo para reduzir o nível dos reservatórios físicos – minimizando, portanto, a probabilidade de vertimento. Este tipo de estratégia estaria disponível a *todos* os agentes detentores de

créditos de reservatório virtual, o que sugere (ao menos em princípio) que todos eles poderiam ser tratados de forma isonômica nesse sentido.