

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

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

Entregável 6: Desenho detalhado

Preparado para



Fevereiro de 2022



**Programa de Pesquisa e
Desenvolvimento**

PSR

Conteúdo

1	Introdução	4
1.1	Contexto e o projeto de P&D.....	4
1.2	O presente relatório	5
2	Formato das ofertas e liquidação	7
2.1	Ofertas preço-quantidade horárias.....	7
2.2	Ofertas de restrição operativa térmica.....	9
2.3	Ofertas de reservatório virtual	11
2.4	Ofertas de restrição operativa hidrelétrica	12
2.5	Alocação isonômica de ofertas com o mesmo preço	14
2.6	Possíveis refinamentos futuros na flexibilização de ofertas	16
3	Segurança energética e incentivos	20
3.1	Introdução e fundamentos.....	20
3.2	Processo formal de alteração nas orientações de despacho do modelo.....	23
3.3	Relação entre mecanismos propostos e preços-teto	31
4	Mecanismos de mitigação de poder de mercado.....	33
4.1	Princípios chave	33
4.2	Limites às ofertas preço-quantidade horárias	34
4.3	Limites às ofertas preço-quantidade de reservatório virtual	35
4.4	Outras práticas de mitigação de poder de mercado.....	36
4.5	Atividade de monitoramento de mercado	37
5	Encargos de serviço de sistema	40
5.1	Introdução.....	40
5.2	O sistema de encargos vigente no Brasil.....	42
5.3	Proposta-base deste P&D	44
5.4	Princípios para determinação de encargos por restrições operativas	46
5.5	Encargo constrained-on	48
5.6	Encargo <i>constrained-off</i>	52
5.7	Encargo por unit-commitment	53
5.8	Exemplos	54
6	Elementos de desenho agnósticos.....	59

6.1 Preço nodal	59
6.2 Formação de preço zonal com ou sem rede.....	60
6.3 Declaração de restrições operativas	60
6.4 Preço-piso (desde que reduzido)	61
6.5 Introdução de um mercado de reserva.....	61
6.6 Critério de alocação de cotas do MRE.....	62
6.7 Frequência de liquidações financeiras	62
6.8 Mercados adicionais intradiários.....	63
6.9 Granularidade temporal.....	64
7 Instrumentos para os reservatórios virtuais.....	65
7.1 Especificações de funcionamento	65
7.2 Medição de hidrelétricas e o processo de conciliação.....	68
7.3 Revisão estrutural de parâmetros	71
8 Conclusões	74
9 Referências	76
10Anexo 1: Glossário.....	77

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto e o projeto de P&D

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

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

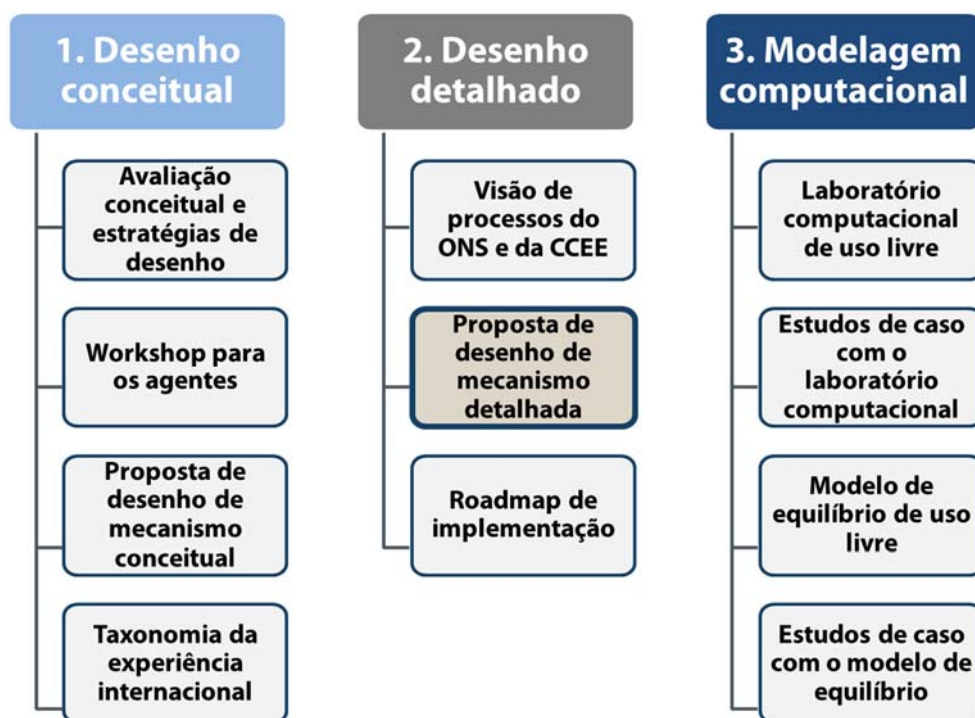
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em março de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado “Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil”. Este processo terá como executora a PSR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

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

- Fase 1 (Entregáveis 1 a 4): Construção de uma discussão de alto nível com a sociedade brasileira a respeito dos princípios e das consequências da implementação de um mecanismo de formação de preços baseado em ofertas dos agentes, construindo uma proposta de desenho conceitual adaptada para a realidade brasileira e respaldada por experiências internacionais de implementação de mecanismos similares.
- Fase 2 (Entregáveis 5 a 7): Traduzir o desenho conceitual sugerido na Fase 1 em uma proposta concreta para o Brasil, destacando o papel das instituições (em particular, do ONS e CCEE, cujos processos internos podem ser significativamente afetados por esse 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 sexto entregável do projeto de P&D, pertence à Fase 2 do Projeto e tem por objetivo apresentar um detalhamento do desenho de mecanismo baseado em ofertas proposto a ser implementado no Brasil.

A estrutura dos capítulos é como segue:

- O capítulo 2 trata da estrutura base das ofertas submetidas por todos os agentes para o mecanismo de formação de preços;
- O capítulo 3 trata de como questões atreladas à segurança elétrica e energética seriam resolvidas em um paradigma de mercado baseado em ofertas;
- O capítulo 4 trata da implementação de mecanismos de mitigação de poder de mercado, cruciais para garantir o bom funcionamento do mecanismo (mas que não devem distorcer incentivos aos agentes);
- O capítulo 5 trata das implicações do mecanismo proposto para o funcionamento dos Encargos de Serviço do Sistema no setor elétrico brasileiro;

- O capítulo 6 lista uma série de elementos de desenho adicionais que poderiam representar aprimoramentos ao mercado elétrico brasileiro. Nota-se que todos os refinamentos de desenho tratados neste capítulo são *compatíveis* com um modelo baseado em ofertas, mas podem ser implementados independentemente da adoção ou não do mecanismo baseado em ofertas – e por isso os denominamos elementos de desenho “agnósticos”. Um aprofundamento mais detalhado destes elementos seria objeto de trabalhos futuros ao presente projeto de P&D.
- O capítulo 7 traz algumas precisões no que diz respeito ao tratamento que deve ser dado às usinas hidrelétricas e reservatórios virtuais, de modo que o mecanismo possa acomodar as características físicas do sistema de forma robusta de forma que seja compatível com a lógica de mercado e de reservatórios virtuais.
- Finalmente, o capítulo 8 conclui, resumindo os principais elementos da proposta elaborada neste P&D para a implementação do mecanismo de formação de preços por ofertas dos agentes no Brasil.

2 FORMATO DAS OFERTAS E LIQUIDAÇÃO

Este capítulo diz respeito ao elemento fundamental de um desenho de mecanismo baseado em ofertas, que diz respeito às ofertas em si. O protocolo que descreve como os agentes devem submeter suas ofertas é o que viabiliza a comunicação constante entre os agentes de mercado e o operador, para que a operação do sistema possa aproveitar da inteligência coletiva dos agentes.

Neste capítulo, as seções 2.1 e 2.2 tratam das características das ofertas “horárias” submetidas por termelétricas, renováveis, e demandas; ao passo que as seções 2.3 e 2.4 tratam das características das ofertas “diárias” submetidas pelas hidrelétricas e pelos agentes detentores de créditos de reservatório virtual. As seções 2.1 e 2.3 detalham as ofertas preço-quantidade “tradicionais” em cada um destes casos, ao passo que as seções 2.2 e 2.4 dizem respeito a ofertas mais especializadas com o objetivo de acomodar características operativas físicas dos agentes – sejam restrições operativas físicas de termelétricas ou de hidrelétricas respectivamente. Já a seção 2.5 trata da questão particular, associada ao tratamento que deve ser dado pelo operador a ofertas com o mesmo preço.

2.1 Ofertas preço-quantidade horárias

Um dos aspectos mais importantes na definição do mecanismo de realização das ofertas de preço-quantidade é manter a isonomia entre os distintos agentes e tecnologias. Como mencionado no Relatório 3, regras que flexibilizam a participação apenas de uma parcela dos agentes, enquanto “engessam” a tomada de decisões de outros, limitam a eficácia do mecanismo e vão contra os princípios de um mercado competitivo. Além disso, mecanismos mais isonômicos eliminam barreiras para o surgimento de novas tecnologias e permitem a fácil adequação de novos agentes. Por outro lado, o excesso de flexibilidade pode permitir aos agentes lucros indevidos. Sendo assim, sempre que possível, a proposta de oferta manterá as mesmas características para todas as tecnologias e agentes do sistema.

O processo de oferta de preços se inicia com a apresentação das ofertas. Diariamente, no período da manhã (proposta inicial até às 10h do horário de Brasília), os agentes devem apresentar suas ofertas ao operador do sistema. As ofertas devem ser incorporadas ao modelo e o DESSEM deve ser executado¹. É importante destacar que, em caso de inviabilidade, é preciso haver uma solução – as práticas atuais do ONS/CCEE podem ser mantidas, mas é importante garantir que o operador do sistema seja sensível a potenciais distorções nos sinais de preço. Também é importante que os procedimentos do ONS para a resolução de inviabilidades (e eventuais relaxações de restrições) seja documentado, previsível e reproduzível, para aumentar a confiança dos agentes quanto à representatividade e precisão dos preços de mercado.

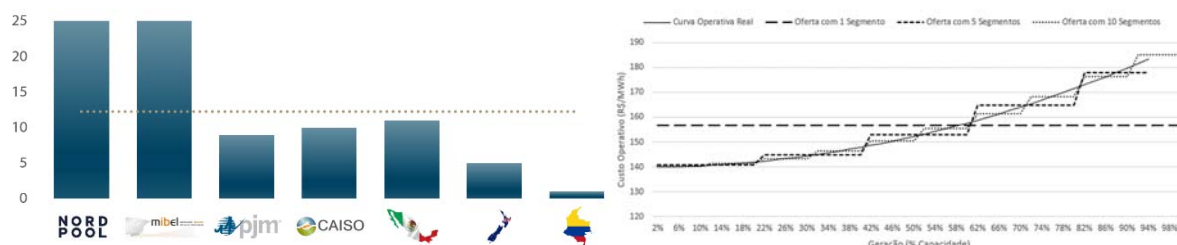
A declaração das ofertas deve ser feita em segmentos de pares preço-quantidade, uma vez que este elemento é essencial para usinas térmicas e hidrelétricas. Usinas cujos custos de operação são nulos, praticamente desprezíveis ou constantes não teriam a necessidade técnica de declarar diferentes segmentos de pares preço-quantidade. No entanto, conforme discutido anteriormente, é desejável um maior grau de isonomia entre os agentes, de modo a alcançar a máxima eficiência do mecanismo. Assim, permitir que também estes agentes (que incluem, por exemplo, renováveis e usinas não despachadas

¹ Tal como descrito no Relatório 3 deste P&D, as ofertas devem ser consideradas tanto para a execução do DESSEM feita pelo ONS como para a realizada pela CCEE. O Relatório 5 deste P&D realiza um detalhamento maior do processo e das atribuições das duas entidades. Uma alternativa também é discutida na seção 6.2 adiante.

centralizadamente) 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.

A análise da experiência e literatura internacional mostra não haver um consenso acerca da definição do número de segmentos permitidos nas ofertas preço-quantidade. Esta análise, apresentada em mais detalhes no Relatório 4, permite observar que o número de segmentos varia bastante entre mercados e, em alguns casos, varia também entre distintas tecnologias. 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. A partir dessa análise, concluímos que 10 (dez) segmentos apresentam uma boa representação da curva operativa real e é um número consistente com a experiência internacional analisada.

Figura 2 – Número de segmentos por oferta por mercado (experiência internacional) e comparação da curva operativa com ofertas com diferentes segmentos. Fonte: PSR



Outra característica que deve ser endereçada é a granularidade temporal das ofertas. Com base na experiência internacional e, levando em conta as características do sistema, a proposta é que as ofertas tenham granularidade horária. Dessa forma, cada agente, no início de cada dia, apresentará um conjunto de ofertas de até 10 pares preço-quantidade para as 24 horas do dia seguinte. A única exceção são as hidroelétricas participantes do mecanismo de reservatório virtual. Esses agentes, uma vez que não ofertam energia diretamente, mas sim através do reservatório virtual, teriam suas ofertas restritas a uma única oferta preço-quantidade por dia – isto é, uma oferta para o dia seguinte, e não uma oferta para cada hora do dia seguinte – permitindo um número de segmentos ainda maior, como detalhado na seção 2.3.

Finalmente, é importante existir uma oferta *default*, que serve tanto como uma “recomendação” que os agentes de mercado podem utilizar, como uma oferta “de emergência” aplicada para o cálculo do despacho no caso de o gerador ou consumidor não apresentar uma oferta própria. Essas ofertas *default* seriam calculadas pelo ONS para todos os agentes ofertantes, sejam eles geradores ou consumidores de energia – sendo baseadas em estimativas do próprio operador para a demanda de energia, geração renovável, custo futuro da água, custos operativos térmicos e outros parâmetros que se julguem relevantes². Vale destacar que essa é uma prática comum em outros mercados.

Como será detalhado no Relatório 7 (“Roadmap de implementação”), a plataforma de submissão de ofertas deve apresentar a oferta *default* do agente e permitir que ele opte por usá-la ou por imputar a sua própria oferta. Além disso, os agentes contarão também com uma ferramenta *wizard* de

² O Relatório 7 deste P&D (“Roadmap de implementação”) discutirá em mais detalhes como seriam calculadas essas ofertas *default* a partir destes parâmetros.

recomendação de oferta. O *wizard* calculará, com base nas informações disponibilizadas pelo usuário sobre sua estratégia, uma proposta de oferta “ideal” para o agente.

Um ponto adicional que deve ser tratado são as importações e exportações. Conforme será explicado na seção 5.1, atualmente importações de energia advinda da Argentina ou Uruguai não são incorporadas no processo de formação de preço, e eventuais diferenças são liquidadas via encargos. No entanto, na transição para um modelo de oferta de preços, propõe-se incorporar as ofertas de importação e exportação no mercado, as quais serão tratadas da mesma forma que todas as outras ofertas de energia, formando preços tanto no mercado do dia seguinte, como no mercado de balanço. Em outras palavras, ao executar o DESSEM para formação de preços, a CCEE deve considerar as ofertas dos agentes que representem a importação e a exportação de energia³. Dessa forma, o PLD refletirá e remunerará adequadamente o custo de produção dessa energia, sem a necessidade dos encargos que existem hoje. Em caso de eventuais desvios entre a programação e a realização, a diferença será liquidada pelo preço do mercado de balanço, assim como ocorre com a energia vendida por qualquer outro agente.

2.2 Ofertas de restrição operativa térmica

A fim de apresentar uma maior aderência do modelo computacional às questões físicas do sistema real, o modelo deve incorporar as restrições operativas (restrições técnicas de equipamentos) dos agentes em sua modelagem. Este tema é especialmente relevante para os agentes térmicos. Uma vez que o próprio agente é quem detém a melhor informação acerca destes parâmetros, e considerando que eles podem variar ao longo do tempo devido à utilização do equipamento, desgaste, e outros fatores, o ideal é que essas restrições possam fazer parte da oferta desses agentes.

Como mencionado no Relatório 3, os agentes atualmente podem declarar estas restrições e as mesmas já são incorporadas ao modelo de despacho (DESSEM). No entanto, há poucos incentivos no desenho atual para que os agentes forneçam informações acuradas ao operador – pelo contrário, observam-se restrições operativas mais conservadoras do que o esperado ao compararmos os valores com *benchmarks* internacionais. No entanto, o mecanismo de oferta de preços possibilita que os agentes termelétricos se beneficiem da declaração de dados operativos mais aderentes à realidade, uma vez que buscam maior competitividade no mercado.

Um dos principais aspectos da declaração das restrições é garantir que o processo seja realizado de maneira transparente e previsível. Para tal, é necessário haver uma periodicidade e datas bem estabelecidas e consistentes. No Relatório 3 discutimos três alternativas de abordagem: (i) declarações fixas, (ii) declarações espaçadas (1 vez a cada 3-12 meses) e mais flexíveis, ou (iii) declarações mais frequentes (possivelmente integradas à oferta de preço-quantidade) e com limites mais restritivos.

Seguindo a abordagem de propor apenas alterações que tragam benefícios inquestionáveis para a eficiência de mercado e considerando que não há um caminho claro a se seguir (com consenso da academia e/ou do mercado de que é uma solução superior), a sugestão é de manter as declarações com periodicidade anual, como é feito atualmente. Dessa forma, os agentes podem ajustar seus parâmetros em caso de alterações em equipamentos e são responsabilizados por suas declarações. Por outro lado, o agente fica impedido de alterar esses valores no meio tempo. Apesar do lado negativo de não poder

³ Para ser mais preciso, a rodada DESSEM *ex-post* deveria considerar fixas as quantidades de energia importadas e exportadas, de acordo ao observado em tempo real.

atualizar os custos com mais frequência, de certa forma isso evita alterações descasadas com a realidade técnica. De qualquer modo, é possível analisar a possibilidade de declarações mais frequentes, como a cada 3 ou 6 meses, por exemplo.

Entrando nas restrições operativas propriamente, nota-se a falta da declaração de um custo de *start-up* das usinas na implementação atual do modelo de mercado do setor elétrico brasileiro, que é uma variável amplamente utilizada em outros mercados e de grande importância para a recuperação de custos dos geradores. Ao mesmo tempo, ao analisar as ofertas no sistema brasileiro, observam-se inflexibilidades de mínimo tempo ligado muito superiores às práticas internacionais – o que pode indicar que os agentes estão incorporando a esta restrição uma sinalização para desencorajar uma operação com múltiplos arranques em sequência, o que seria uma forma de contornar a falta de um custo de *start-up* explícito. Se essa hipótese for verdadeira, isso significa que o Brasil poderia contar com um sistema bastante mais flexível do que está sendo modelado e a operação pode estar relativamente distante do ótimo real devido à falta de visibilidade para esta componente da realidade física (levando a um incentivo equivocado). Recomenda-se, portanto, a incorporação do custo de *start-up* no DESSEM, sendo seu valor declarado pelos próprios agentes anualmente – tal como as outras restrições físicas. Vale destacar ainda que, no caso em que algum gerador não consiga recuperar o seu custo de *start-up* através dos preços de mercado, em linha com a experiência internacional é desejável incorporar esta diferença em um encargo com base no custo declarado – vide seção 5.7 sobre Encargos por *unit commitment*.

Tendo em vista que as declarações de parâmetros de restrição operativa seriam anuais, é importante incorporar na oferta também uma declaração de indexação do custo de *start-up*. Essa indexação deve ser baseada em índices de preço internacionais (combustíveis, taxa de câmbio, e similares), sendo que devem ser explicitados e formalizados a fórmula de atualização do preço, o índice específico utilizado e a instituição que o publica. A prática de alguns países para facilitar esse processo é fornecer aos agentes uma tabela de opções de indexadores. O agente, então, aloca um fator de ponderação para cada índice e a soma dos fatores (que devem ser todos superiores a 0 e menores que 1) deve somar 100%.

Outro aspecto que pode ser levado em consideração é a representação de térmicas com múltiplas configurações. Estes tipos de usina devem ter a possibilidade de apresentar uma oferta de preço-quantidade distinta para cada configuração possível, além de restrições de transição (como custo, rampa, e tempos mínimos). Fundamentalmente, a representação de térmicas com múltiplas configurações não representa um empecilho à submissão de ofertas, já que os agentes devem simplesmente submeter ofertas para cada configuração individualmente (e a operação do sistema adicionaria uma representação que garante que apenas uma das configurações estará ativa).

Em resumo, a proposta deste P&D é que:

- Os agentes térmicos declarariam anualmente suas restrições físicas – por exemplo, rampa de tomada/alívio de carga, trajetória de acionamento/desligamento, mínimo tempo ligado/desligado, geração mínima e outras já incorporadas no DESSEM – como já ocorre hoje. Ver também a seção 6.3 sobre a possibilidade de declarações em intervalos de tempo menores.
- Incorporar no DESSEM restrições de custo de *start-up* e de número máximo de acionamentos, tal como descrito no Entregável 3 ("Proposta de desenho de mecanismo conceitual") deste P&D. Estas também estariam incluídas nas declarações anuais dos agentes.

- No caso do custo de *start-up*, o agente declararia também uma regra de indexação a ser considerada pelo operador ao longo do seu ano de vigência – que poderia ser selecionado de uma tabela de opções fornecida pelo regulador.
- Térmicas com múltiplas configurações apresentariam uma oferta preço-quantidade para cada configuração, além de restrições de transição.

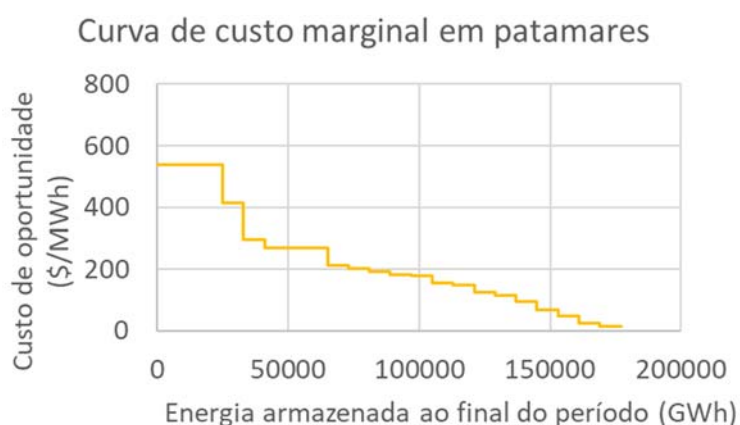
2.3 Ofertas de reservatório virtual

Como explorado no Entregável 3 e no Entregável 9, as ofertas de reservatório virtual possuem características muito similares às ofertas preço quantidade horárias detalhadas na seção 2.1, com a exceção central de que estas ofertas possuem uma escala temporal *diária*. Isto se justifica pelo fato de que 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).

Dessa forma, de maneira muito similar aos demais ofertantes, os agentes apresentarão sua oferta de preços diariamente, no período da manhã (proposta inicial até às 10h do horário de Brasília), ao operador do sistema. A declaração das ofertas deve ser feita em segmentos de pares preço-quantidade e a quantidade de segmentos máxima deve ser igual ou superior ao das ofertas horárias – inicialmente, propomos algo entre 10 e 20 segmentos por oferta. Além disso, é muito importante destacar que o agente não fará uma oferta para cada ativo que representa, mas sim para cada reservatório virtual do qual participa - em princípio, seria definido um reservatório virtual por submercado, mas isso pode ser modificado. Mais detalhes sobre a formação e os instrumentos dos reservatórios virtuais serão abordados no capítulo 7.

Com relação à oferta *default*, nesse caso a oferta se baseará na curva de valor da água recomendada pelo ONS, conforme detalhado no Relatório 9 – isso porque o custo variável das usinas hidroelétricas, diferente das demais tecnologias, não é intrínseco à usina, mas sim dependente das condições do sistema e da hidrologia, e o custo de oportunidade de manter a água armazenada em seu reservatório. De maneira similar às demais tecnologias, os agentes contarão também com uma ferramenta *wizard* de recomendação de oferta, que calculará, com base na curva de custo futuro da ONS e nas informações disponibilizadas pelo usuário sobre sua estratégia, uma proposta de oferta considerada “ideal” para o agente dada a melhor informação disponível ao operador do sistema em determinado momento.

Figura 3 – Exemplo de curva de oferta “recomendada” aos agentes ofertantes de reservatório virtual



2.4 Ofertas de restrição operativa hidrelétrica

Como discutido no Entregável 3, além do mecanismo de reservatórios virtuais, que representa o principal mecanismo para a tomada de decisão no que diz respeito à gestão intertemporal dos reservatórios hidrelétricos, é interessante também dar aos proprietários das hidrelétricas físicas algum poder de decisão sobre a gestão dos seus próprios ativos. O mecanismo de reservatórios virtuais é uma forma efetiva de coordenar a operação conjunta das cascatas hidrelétricas, além de ter grande importância para viabilizar a implementação de um mecanismo baseado em ofertas no Brasil dado o legado do MRE. Entretanto, seguramente os agentes proprietários das hidrelétricas são aqueles que possuem informação de melhor qualidade a respeito das suas características físicas para a operação, de modo que criar uma estrutura de incentivos que faça com que estes agentes divulguem a informação mais precisa possível poderia levar a uma operação mais eficiente do sistema. Vale notar que este princípio chave de aproveitar melhor a “inteligência coletiva” dos agentes por meio da descentralização está totalmente alinhado com o paradigma central de um modelo baseado em ofertas – de modo que a informação submetida pelos proprietários das hidrelétricas físicas faz parte também do desenho do mecanismo de submissão de ofertas.

Posto que é desejável dar algum grau de autonomia aos agentes proprietários de hidrelétricas físicas, é interessante relembrar alguns paradigmas fundamentais que podem ser adotados (conforme explorado no Entregável 3) no que diz respeito à separação de responsabilidades entre os agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais e estes agentes proprietários:

- Uma primeira alternativa, que corresponde à implementação adotada em muitos mercados internacionais baseados em ofertas, implica em eliminar a figura do ofertante de reservatório virtual e fazer com que o agente responsável pela operação física da hidrelétrica seja também responsável pela gestão intertemporal dos recursos hídricos (cada hidrelétrica opera o seu próprio reservatório). Como explorado no Entregável 3, uma dificuldade de se alocar os direitos de propriedade desta forma é que a operação conjunta da cascata pode ser dificultada, devido aos custos de transação das negociações entre os agentes.
- Uma segunda alternativa seria criar duas “camadas” para a comercialização: na primeira camada os agentes detentores de créditos de reservatório virtual comercializam um produto “energia armazenada” (sob a forma de água), que é vendido para as hidrelétricas físicas na segunda camada. As hidrelétricas físicas por sua vez têm autonomia de participar neste mercado como compradoras e posteriormente para vender a energia elétrica aos consumidores finais. A existência destes dois mercados separados, ainda que intimamente relacionados, é em linha com a exploração de um mercado atacadista de água apresentada em (Lino et al., 2003).
- Uma terceira alternativa é que as ofertas preço-quantidade sejam de inteira responsabilidade dos participantes do mercado de reservatórios virtuais, ao passo que as ofertas submetidas pelas hidrelétricas físicas guardam mais relação com as ofertas de restrições operativas (vide seção 2.2). A lógica por trás desta representação é que a principal componente da oferta preço-quantidade dos geradores hidrelétricos deve estar associada ao custo de oportunidade da água, que é de inteira responsabilidade dos gestores do reservatório virtual.

Neste trabalho, optou-se por uma implementação seguindo o paradigma da alternativa 3 descrita acima. Como explorado extensivamente nos Entregáveis 1 e 3, o mecanismo de reservatórios virtuais é

considerado benéfico para o Brasil, o que inviabilizaria a alternativa 1. A alternativa 2, embora pudesse ser implementada em um mercado mais maduro, implicaria em maior risco de algum tipo de exercício de poder de mercado pelos proprietários das hidrelétricas (já que as hidrelétricas físicas são as únicas compradoras para o mercado de reservatórios virtuais). Visto que adicionalmente os agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais (atuais participantes do MRE) e os proprietários das hidrelétricas físicas em grande parte coincidem, a opção pela alternativa 3 também implica em regras mais simples para a submissão de ofertas em comparação com a alternativa 2. Vale destacar que uma série de elementos do desenho de mecanismo proposto no Entregável 3 corrobora a importância de se manter uma separação entre a representação da hidrelétrica física e dos reservatórios virtuais – como a representação da componente de custo de O&M como uma transferência entre esses dois tipos de agente e a componente de liquidação “ponte” que destaca que o preço de equilíbrio para a compra de energia armazenada no reservatório virtual pode não coincidir com o preço de equilíbrio de venda de energia do mercado *spot* de eletricidade.

Entretanto, mesmo sob o paradigma da alternativa 3, é necessário tomar uma decisão no que diz respeito ao nível de flexibilidade que os agentes proprietários de hidrelétricas possam ter para descrever suas restrições e parâmetros operativos. Como apresentado na seção 2.2, é possível adotar uma representação de restrições físicas em um modelo por ofertas que seja baseado em: (i) parâmetros fixos, (ii) parâmetros declarados de forma espaçada (por exemplo a cada 3-12 meses), ou (iii) parâmetros declarados com frequência mais elevada. Além disso, é de extrema importância que a flexibilidade de se submeter estas declarações esteja atrelado a *incentivos* corretos para os agentes proprietários de hidrelétricas físicas (como explorado no Entregável 3) – isto é, a estratégia que maximiza o lucro dos agentes deve ser informar honestamente ao operador as restrições operativas reais da usina. Há algumas categorias principais de parâmetros operativos que devem ser considerados sob este prisma:

- Informações da curva de produção da hidrelétrica. Esta curva representa não apenas informações sobre o fator de produção médio (isto é, a eficiência da conversão de água em energia) como também a dependência deste fator de eficiência em função (i) do volume armazenado no reservatório e (ii) do montante de água turbinada (e/ou vertido) a cada instante. Como apresentado no Entregável 3, ao fazer este tipo de declaração o proprietário da hidrelétrica poderia capturar uma receita adicional correspondente ao “ganho de produtividade” associado à nova representação da curva de produção.
- Limites máximo e mínimo de produção horária (por exemplo, com base em um perfil semanal), que indicam que a operação horária da usina deve respeitar determinados limites. Nota-se que, mesmo sem declarar limites mínimo e máximo, a curva de produção dependente do turbinamento tipicamente já faria com que o operador evitasse decisões de turbinamento extremas (devido à perda de eficiência nestes extremos). Ainda assim, os limites máximo e mínimo têm a vantagem de representar uma forma flexível para a comunicação entre o proprietário da usina e o operador sobre determinadas restrições físicas. Cabe destacar que, seguindo o paradigma de que os agentes devem ser responsabilizados pelos impactos que causam ao sistema, um agente que declarar restrições deste tipo deve estar disposto a pagar o custo associado a esta perda de flexibilidade operativa pelo sistema.

Nota-se que, para que os agentes tenham os incentivos necessários para submeter as informações corretas no que diz respeito às suas restrições operativas, outro elemento necessário é que seja possível

averiguar com suficiente grau de precisão a realidade física de fato na usina hidrelétrica. Alguns dos principais desafios associados a esta representação serão explorados no capítulo 7. Vale destacar ainda que, em princípio, seria possível postergar a implementação destas ferramentas que dão mais flexibilidade aos proprietários das hidrelétricas físicas de modo a minimizar o risco de qualquer efeito distorsivo devido a imprecisões na medição ou liquidação das componentes. Evidentemente, é desejável que os agentes proprietários das hidrelétricas físicas possam ser premiados ou responsabilizados adequadamente por ganhos de produtividade e/ou flexibilidade como descrito acima – entretanto, caso as diferenças no balanço hídrico averiguado possam se confundir com erros de previsão de vazão ou incertezas de medição, cabe reavaliar se os sinais de preço percebidos pelos agentes não correm o risco de ser distorcidos.

Com base nestas considerações, considera-se que seria prudente ao menos em um primeiro momento que os agentes proprietários de usinas hidrelétricas possam submeter informações revisadas sobre suas restrições operativas apenas esporadicamente, da mesma forma que os agentes termelétricos como explorado na seção 2.2. Embora em princípio seja possível implementar um mecanismo para que esta informação possa ser atualizada dinamicamente (como ilustrado pelo exemplo apresentado no Entregável 3 em que um gerador revisa o seu fator de produção para a operação em um determinado dia), portanto, no desenho de mecanismo recomendado esta revisão seria apenas esporádica e acompanhada de perto pelo operador (como detalhado no capítulo 7).

2.5 Alocação isonômica de ofertas com o mesmo preço

Uma questão que necessita ser resolvida é a do tratamento de situações nas quais vários agentes fazem ofertas com preços idênticos e iguais ao preço final em algum submercado. No jargão técnico, esta seria uma “solução degenerada”. Concretamente, a questão decorre do fato de que apenas uma parte das ofertas formuladas ao preço final será aceita, e, portanto, deve ser estabelecida de antemão uma regra que determine quais ofertas serão aceitas.

Soluções degeneradas são bem possíveis no caso do modelo proposto, devido principalmente à existência de pelo menos quatro valores de preço de oferta que teriam certa tendência para atrair um número maior de ofertantes. Esses valores são:

- (i) O preço mínimo estabelecido pelas Regras de Comercialização (que pode ser, por exemplo, igual a zero ou algum valor negativo).

Uma situação na qual haja excesso de disponibilidade de recursos não armazenáveis com custo imediato de produção muito baixo (por exemplo, energia eólica ou solar) fará com que vários geradores ofereçam sua energia ao menor preço permitido pelas Regras de Comercialização. Eles poderão ofertar sua produção a custo zero ou negativo mesmo que haja algum custo associado ao ato de produzir, especialmente se houver alguma distorção de incentivos. Por exemplo, como ocorre atualmente com as usinas eólicas, fotovoltaicas e PCHs, a produção medida afeta o lastro associado à usina de alguma forma, o que poderia levar estes geradores a ofertar preços negativos.

Outro tipo de usina que pode ter uma “obrigação de gerar” em determinados horários são usinas térmicas com pouca flexibilidade operativa. Neste caso, a existência de uma variação máxima na produção da usina ao longo do tempo, associada à possibilidade de despacho

integral em determinados horários, pode tornar vantajosa uma oferta de preço negativo nos horários de tomada de carga (ou desvantajoso o desligamento da usina durante os períodos nos quais existe excesso de oferta), resultando em uma oferta ao preço mínimo ao longo de parte do dia. Nota-se que este tipo de estratégia seria menos comum com a implementação de um custo de *start-up* explícito (como discutido na seção 2.2), mas não desapareceria por completo.

- (ii) O preço máximo estabelecido pelas Regras de Comercialização (que, como discutido na seção 3.3, deve ser bastante superior ao valor atual).

Da mesma forma análoga ao preço mínimo regulatório, o preço máximo, por ser um limitador, pode ter um grande volume de ofertas, e caso ele seja efetivamente o preço marginal então é perfeitamente possível que apenas parte da energia ofertada possa ser efetivamente despachada.

As ofertas concentradas em torno do preço máximo devem corresponder, em geral, a agentes que poderiam, em princípio, oferecer sua energia a preço inferior ao máximo, porém diante de uma percepção de que o sistema poderá atingir o limite superior dos preços, somente aceitariam vender sua energia a este valor limite. Destacamos, no caso, detentores de energia armazenada em reservatórios virtuais. Idealmente, eventos em que os agentes se mostram dispostos a ofertar energia apenas ao preço máximo deveriam ser muito raros – entretanto, é importante estar preparado para este tipo de situação.

- (iii) O valor da Função de Custo Futuro recomendado pelo Operador (como explorado na seção 2.3).

Os valores da Função de Custo Futuro recomendados pelo Operador deverão ser valores *default* das ofertas formuladas por vários tipos de agentes detentores de energia armazenada nos reservatórios virtuais. Isto deverá ocorrer especialmente no momento inicial da implementação do modelo de formação dos preços por ofertas dos agentes, quando é esperado que vários agentes, por conta de sua relativa inexperiência, optem por utilizar estes valores *default* ao invés de formular suas próprias ofertas. Mesmo no longo prazo, os valores sugeridos pelo ONS poderão manter sua relevância, seja como âncora para o mercado ou com algum tipo de compulsoriedade (por exemplo, para agentes institucionais).

A presença de muitos agentes ofertando exatamente esses mesmos valores resultará na possibilidade de que ele acabe se tornando o preço da energia com alguma frequência, e neste caso apenas uma parte das ofertas poderá ser aceita.

- (iv) O preço de O&M utilizado para remunerar a operação física de hidrelétricas dentro do mecanismo de reservatórios virtuais (correspondente à TEO atualmente utilizada para remunerar transações internas ao MRE).

É possível que, na iminência ou presença de vertimento em algum reservatório virtual, vários agentes façam suas ofertas no valor regulatório associado às transações internas do mecanismo de reservatórios virtuais, uma vez que, caso suas ofertas sejam aceitas, terão de pagar este valor aos agentes hidroelétricos que efetivamente efetuarem a produção física da energia.

Mais uma vez, a concentração de ofertas de preços com um mesmo valor feitas por agentes distintos pode levar à necessidade de ter de decidir quais dessas ofertas serão aceitas.

A questão não existe dentro do paradigma atual, no qual o Operador toma todas as decisões operativas. No entanto, ela passa a existir na medida em que essas decisões decorram de ofertas formuladas pelos agentes. Isto porque a receita de cada agente está atrelada ao fato de a sua oferta ser aceita ou não – de modo que o critério considerado para selecionar entre duas ofertas igualmente competitivas (que faz parte da intimidade do modelo de otimização) pode ter implicações financeiras perceptíveis para os agentes.

A solução “natural” para esta questão seria deixar que o próprio *software* de otimização indicasse quanta cada uma das usinas consideradas marginais deveria produzir. Esta solução tem como inconvenientes (i) o fato de ser a rigor arbitrária, ou pelo menos aleatória, tendendo a beneficiar alguns geradores em detrimento de outros (já que depende de sutilezas representadas em detalhes do software de otimização); (ii) ela poderia ensejar tentativas de manipular de forma espúria a implementação dos algoritmos utilizados, de forma a favorecer determinados agentes ou tipos de agentes; (iii) ela não levaria em conta o único tipo de oferta “diferente”, que seria a oferta de compra ou venda por parte do Operador (isto na eventualidade de se adotar este mecanismo, que é explicado na seção 3.2.4).

Outro tipo de solução, que consideramos mais adequado, seria distribuir a geração entre os vários ofertantes do preço final de forma proporcional aos volumes das respectivas ofertas. Neste caso a única oferta que consideraríamos “diferente” seria a oferta eventualmente formulada pelo Operador, que, a nosso ver, deveria ter preferência no caso de venda, e ser a última aceita no caso de compra. Um possível problema para este tipo de solução é o das usinas cujas ofertas ocorrem em blocos ou são descontínuas, como ocorre, por exemplo, com alguns tipos de usinas térmicas: neste caso, é possível que o ofertante não possa acomodar a parcela da oferta que lhe seja alocada, por se tratar de um valor “proibido” para sua usina. Este problema poderia ocorrer especialmente em situações de excesso de capacidade de geração, quando poderá haver uma grande concentração de ofertas no preço mínimo permitido. As soluções para este problema poderiam ser (i) não estabelecer um preço mínimo, permitindo ofertas com valores negativos; ou (ii) estabelecer uma priorização (ou possivelmente despriorização) para as usinas que tenham este tipo de inflexibilidade; ou (iii) estabelecer algum tipo de priorização em função de métricas que levem em conta a segurança do sistema e/ou a minimização das perdas. Desta forma, este tipo de pós-tratamento (distribuição da geração ao preço final de forma proporcional aos volumes das ofertas) pode ser restrito unicamente às ofertas de reservatório virtual, que são mais sujeitas a “empates” e não possuem complicadores associados à representação de restrições operativas (como explorado na seção 2.2). Embora implique em um aumento de complexidade, esta implementação pode evitar qualquer tipo de questionamento quanto à imparcialidade do mecanismo de alocação.

2.6 Possíveis refinamentos futuros na flexibilização de ofertas

Os elementos de desenho apresentados nas seções 2.1 a 2.5 compõem uma proposta completa para a implementação de um mercado baseado em ofertas no Brasil, que poderia ser posta em prática em um tempo relativamente curto (como será explorado em mais detalhe no Entregável 7, *Roadmap* de implementação). Entretanto, isto não significa que este seja o único conjunto de escolhas possível. Nesta seção, destacamos alguns possíveis refinamentos ao mecanismo de submissão de ofertas que também poderiam ser incorporados – embora a recomendação dos consultores seja que estes refinamentos sejam introduzidos apenas em uma etapa posterior da implementação do mercado baseado em ofertas, de modo a minimizar a complexidade do mecanismo introduzido inicialmente e facilitar a sua receptividade pela sociedade.

Modalidade de oferta diária para hidrelétricas não despachadas centralizadamente

Como tratado em detalhe no Entregável 3 de desenho conceitual, no cerne da proposta de implementação do mercado por ofertas estaria um novo tratamento dado às hidrelétricas participantes do MRE, cuja operação passaria a ser ditada pelas ofertas de reservatório virtual e ofertas de restrição operativa hidrelétrica, como destacado nas seções 2.3 e 2.4. Entretanto, para as usinas não despachadas centralizadamente e não representadas em detalhe no *software* de programação do despacho baseado em ofertas, este tratamento não seria possível: ainda que sejam parte do MRE para fins financeiros, estas usinas devem seguir uma representação separada do mecanismo de reservatórios virtuais no que diz respeito à incorporação das suas ofertas ao mercado do dia seguinte e mercado de balanço⁴. Da forma como foi concebido neste projeto de P&D, estas pequenas hidrelétricas atuariam no mercado da mesma forma que as usinas renováveis, submetendo ofertas preço-quantidade horárias (nos moldes detalhados na seção 2.1).

Nota-se que a aplicação do mecanismo de ofertas horárias detalhado na seção 2.1 a estes geradores é perfeitamente coerente, e implica em transmitir às pequenas centrais hidrelétricas um sinal de preços para que elas melhorem a qualidade das suas previsões. Entretanto, uma característica das hidrelétricas é que elas têm alguma capacidade de controle sobre o seu perfil de geração ao longo do dia. Mesmo hidrelétricas pequenas frequentemente têm uma capacidade de regularização de ao menos algumas horas, que pode ser usada para concentrar a sua geração nas horas em que a energia é mais valiosa (em geral as horas de ponta do sistema). No modelo com ofertas horárias, as pequenas hidrelétricas devem submeter ofertas independentes para cada hora do dia – de modo que ela mesma deve estimar quais serão as horas em que a sua energia será mais valiosa ao fazer a sua estratégia de oferta. Consequentemente, o lucro da hidrelétrica dependerá não apenas do seu recurso renovável (e da sua qualidade de previsão das afluências disponíveis), mas também da sua capacidade de prever quais serão as horas do dia seguinte com balanço oferta-demanda mais crítico.

Uma alternativa a este modelo de submissão de ofertas seria permitir que mesmo as hidrelétricas não contempladas pelo mecanismo de reservatórios virtuais fizessem ofertas que representassem *explicitamente* essa flexibilidade e o acoplamento das decisões de geração hidrelétrica entre as diferentes horas do dia. Por exemplo, a hidrelétrica poderia submeter uma quantidade total de *energia* a ser produzida ao longo do dia, mas de uma forma que o próprio operador possa escolher as horas nas quais a hidrelétrica estaria gerando – representando uma oferta diária, mas de natureza diferente das ofertas de reservatório virtual. Esta modalidade de oferta é comumente utilizada em outros países por hidrelétricas participando do mercado por ofertas, e tem alguns paralelos com as ofertas de reservatório virtual diárias.

Uma razão para não implementar esta modalidade adicional imediatamente é manter no centro das atenções o mecanismo de reservatórios virtuais, aplicável a usinas hidrelétricas dentro do MRE e despachadas centralmente. A receptividade deste mecanismo de reservatórios virtuais, tanto pela sociedade como um todo, como pelos agentes participantes do MRE especificamente, é uma condição importante para que a transição para um mecanismo baseado em ofertas no Brasil seja bem-sucedida

⁴ Outra solução seria introduzir à base de dados informações mais detalhadas a respeito de algumas destas hidrelétricas, para que elas possam participar integralmente do mecanismo de reservatórios virtuais. Ainda que o conjunto de hidrelétricas representadas individualmente seja expandido, ainda haveria hidrelétricas com tratamento diferenciado – sejam hidrelétricas muito pequenas ou aquelas não participantes do MRE.

(como será explorado em mais detalhe no Entregável 7, Roadmap de implementação). Visto que o mecanismo envolvendo ofertas horárias já seria capaz de acomodar as pequenas hidrelétricas, considerou-se que a primeira implementação de um mercado baseado em ofertas no Brasil não precisaria de uma modalidade adicional para a submissão de ofertas pelas hidrelétricas operando em paralelo com o mecanismo de reservatórios virtuais. No futuro, entretanto, pode ser interessante investir nesta modalidade – particularmente caso haja interesse em trazer reformas ao MRE, por exemplo tornando-o facultativo para a maior parte das hidrelétricas do sistema.

Ressubmissão de ofertas entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço

No desenho de mecanismo proposto, os agentes submetem suas ofertas preço-quantidade uma única vez, antes do mercado do dia seguinte – e essas mesmas ofertas serão utilizadas na construção do problema de otimização do mercado de balanço. Mais precisamente, o mercado de balanço considera as *medições físicas* ex post dos geradores renováveis, das demandas, e dos geradores que sofreram contingência ao longo do dia; mas as ofertas preço-quantidade das termelétricas e dos reservatórios virtuais utilizadas na formação de preço são as mesmas submetidas para o mercado do dia seguinte.

Em contraste, é comum em muitos mercados internacionais que uma nova oferta preço-quantidade seja submetida entre o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real. A razão para isto é intuitiva: um agente que é capaz de planejar a sua operação ao longo do dia com muitas horas de antecedência pode manter as suas máquinas geradoras em uma configuração mais eficiente, assim reduzindo os seus custos operativos e preservando o seu equipamento. Por isso, um comando para alterar a quantidade programada a ser produzida próxima do tempo real pode ser mais custoso, dependendo da tecnologia de geração. Este é um pleito que pode ser levantado pelos proprietários de termelétricas, e de fato pode ser desejável em uma fase futura de implementação do mercado introduzir uma nova etapa de submissão de ofertas pelos agentes depois do mercado do dia seguinte.

Apesar disto, diversos motivos motivaram a recomendação de, ao menos em um primeiro momento, aplicar o mesmo conjunto de ofertas ao mercado do dia seguinte e ao mercado de balanço. Em primeiro lugar, há a realidade física do mercado brasileiro, com participação importante de hidrelétricas capazes de acomodar parte das flutuações do sistema. Embora a experiência recente tenha deixado claro que a capacidade das hidrelétricas em prover flexibilidade ao sistema tenha seus limites, a magnitude das flutuações a que uma termelétrica no mercado brasileiro estaria submetida seria evidentemente menor do que em muitos mercados internacionais. Em segundo lugar está o fato de que o mecanismo baseado em ofertas já estaria oferecendo aos agentes termelétricos um grau de flexibilidade muito maior do que qualquer desenho regulatório já implementado no Brasil. Considerando que apenas recentemente esses agentes tiveram contemplado o seu pleito de que o despacho de termelétricas por períodos curtos de tempo podem ser custosos, haveria amplo espaço para focar nas conquistas do novo desenho de mecanismo baseado em ofertas (possibilidade de fazer ofertas diferentes a cada hora, possibilidade de ofertar uma curva de quantidade dependente do preço, possibilidade de ofertar um custo de *start-up*, e outros) no lugar deste possível refinamento. Em terceiro lugar, há a preocupação com o exercício de poder de mercado – que, como explorado no capítulo 4, foi uma consideração importante de toda esta confecção de uma proposta de desenho. Caso fosse implementado um mecanismo com ressubmissão de ofertas, seria necessário examinar que mecanismos de monitoramento e mitigação seriam desejáveis de se aplicar para assegurar o bom funcionamento do mercado.

Ofertas virtuais

Uma outra classe de ofertas, como explorado no Entregável 1 (exploração de alternativas de desenho), são aquelas não atreladas a nenhum ativo físico de geração ou consumo. Devido à inexistência de um ativo físico, as ofertas virtuais sempre devem somar zero (isto é, se um agente vendeu 100 MW no mercado do dia seguinte, ele precisará comprar 100 MW no mercado de balanço para equilibrar as contas; e vice-versa). Na prática, uma oferta virtual é uma aposta especulativa de que há alguma fricção no mercado criando desvios sistemáticos entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço – e ao oferecer os incentivos corretos para que agentes descentralizados busquem e eliminem estes desvios sistemáticos, a tendência é uma melhora da qualidade da previsão e redução das discrepâncias entre o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço.

Ofertas virtuais não são universalmente adotadas em outros mercados de eletricidade, e praticamente todos os casos em que elas são adotadas são mercados com resolução nodal da rede de transmissão para a formação de preços (vide seção 6.1). Ainda assim, a possibilidade de introdução deste tipo de oferta em uma fase futura da implementação de um mercado baseado em ofertas no Brasil poderia ser estudada, com eventuais benefícios para a previsibilidade do despacho (Muñoz et al., 2020).

3 SEGURANÇA ENERGÉTICA E INCENTIVOS

Este capítulo discute a relação entre o mecanismo de determinação dos preços por ofertas dos agentes e a segurança do suprimento de energia e do atendimento às restrições relativas aos demais usos da água.

Neste capítulo, a seção 3.1 introduz o tema, abordando os fundamentos do tópico de segurança energética e como são formulados hoje em dia, construindo assim a base para a proposição de incentivos que virá em seguida. A seção 3.2, por sua vez, discute as propostas de mecanismos para preservar a segurança hídrica em um ambiente no qual os preços da energia são determinados a partir de ofertas de preço. Finalmente, a seção 3.3 relaciona os mecanismos propostos com os limites de preço do sistema.

3.1 Introdução e fundamentos

Ofertas de preço formuladas por agentes levam em conta somente os custos incorridos pelos próprios agentes. No caso dos estoques de energia, elas levam em conta os custos imediatos de geração e as expectativas dos agentes quanto à evolução dos preços no futuro. Com isso, elas não incorporam questões relativas à segurança do suprimento de energia em seus vários aspectos (energia, capacidade, reserva), que atualmente são consideradas na formação de preços através de parâmetros como Custo do Déficit, o CVaR e os níveis mínimos operativos, e também são objeto de mecanismos específicos que não formam preços, tais como o acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito por ordem do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Da mesma forma que ocorre com a segurança energética, é necessário preservar a segurança hídrica, ou seja, o atendimento ao conjunto de todos os usos da água e às restrições relativas à preservação do meio ambiente. Sendo assim, a determinação dos preços por ofertas dos agentes deve assegurar, ao menos no caso dos estoques de água, que os despachos resultantes preservem não apenas a segurança de suprimento do sistema, mas também garantam o atendimento a todos os demais usos da água e às restrições ambientais relativas às vazões.

Em teoria, ambos os problemas – garantir o suprimento de energia e assegurar o atendimento aos demais usos da água e às restrições ambientais relativas às vazões – poderiam ser resolvidos pela atribuição de custos suficientemente elevados às respectivas violações. No entanto, este tipo de solução esbarra na prática em dois obstáculos:

- A existência de preços-teto para as ofertas formuladas pelos agentes, que efetivamente impedem a incorporação aos preços dos custos eventualmente atribuídos à violação dessas restrições;
- A falta de credibilidade associada à eventual utilização efetiva desses custos caso os preços-teto fossem suficientemente altos, dada a possibilidade de múltiplas quebras de agentes caso os preços atingissem níveis extremos, associada ao histórico que temos de alterações em regras frente a ameaças de quebras; e
- Uma visão puramente financeira por parte de vários agentes, que não incorpora as externalidades associadas a eventos hidrológicos extremos.

Essas três questões práticas podem fazer com que os agentes não incorporem em suas ofertas as já mencionadas questões relativas à segurança, o que torna necessária a presença de outros mecanismos para assegurar a sua preservação.

Antes de discutir eventuais propostas de solução, cabe observar que se trata de um problema concreto, e que a eventual ausência de mecanismos que protejam o sistema da possibilidade de atuação dos agentes que leve, por exemplo, ao completo esvaziamento dos reservatórios poderá induzi-los a fazer ofertas que seriam absolutamente eficientes dadas as “regras do jogo” (que incluem tetos para os preços) e mesmo a possibilidade de alterá-las, mas que seriam temerárias em termos de riscos para a segurança do suprimento do sistema. O episódio de racionamento ocorrido no Chile em 1998, quando um agente antecipou o uso de água que estava armazenada e que deveria ter permanecido armazenada por questões de segurança para evitar acionar suas usinas térmicas é um exemplo clássico deste tipo de evento (Balbontín, 2004). Da mesma forma, os eventos que estão ocorrendo neste momento (2021) na Espanha (agentes utilizando água que deveria permanecer armazenada por questões de segurança para evitar o custo de geração térmica) também ilustram este problema (Gutiérrez, 2021).

Esse tipo de questão não existe hoje no SIN, ao menos em teoria, apesar do desalinhamento observado entre os preços e os custos efetivos de produção da energia. O motivo é a presença de mecanismos de Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM), mediante os quais o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) pode acionar qualquer unidade que não esteja indicada pelo despacho calculado para o sistema se julgar necessário por questões de segurança energética. Os custos associados a esta geração que por acaso excedam o preço vigente para a energia são pagos através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), que é cobrado de todos os consumidores.

O acionamento do GFOM por decisão do CMSE foi criado como um mecanismo para ser usado em casos excepcionais e imprevisíveis, já que, ao menos em teoria, o despacho do sistema com base nos CMO deveria ser suficiente para garantir a segurança do suprimento. A noção de que o CMSE deveria ter poder para efetuar despachos diferentes do calculado pelos modelos computacionais utilizados pelo ONS indica uma percepção de que possivelmente os modelos não são capazes de levar em conta todas as restrições de segurança relevantes, e que ocasionalmente é necessária uma ação externa para preservar a segurança do sistema.

A determinação dos preços e dos despachos a partir de ofertas dos agentes não eliminará a possibilidade de ser necessária uma intervenção externa ocasional, mesmo que as ofertas incorporem os mecanismos apresentados nas seções 3.2.3 e/ou 3.2.4. No entanto, conforme comentamos na seção 3.2.5, é necessário que esses mecanismos sejam acionados somente em situações verdadeiramente excepcionais e imprevistas, e que a cada acionamento ocorra uma análise que permita incorporar o evento que causou a intervenção aos mecanismos permanentes de segurança, de forma a evitar a repetição do acionamento do mecanismo emergencial pela mesma causa.

Este não é, infelizmente, o caso do mecanismo atual. Ele foi delineado no próprio decreto que constituiu o CMSE (Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004, Art. 3º), que determina, entre as suas funções:

[...]

IV – identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e

V – elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visando à manutenção ou

restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Este mecanismo foi especificado pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 8 de 2007, mais tarde substituída pela resolução nº 3 do CNPE, de março de 2013, que especifica, em sua forma vigente:

Art. 2º Por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados.

§ 1º A decisão do CMSE deverá ser respaldada em estudo do ONS, consolidado em Nota Técnica específica.

§ 2º O Custo Variável Unitário – CVU de usina termelétrica despachada conforme o disposto no caput não será utilizado para a determinação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

§ 3º A usina termelétrica despachada na forma do caput receberá, para cada MWh produzido, o exato valor de seu respectivo CVU.

[...]

Infelizmente o mecanismo não tem sido usado de forma excepcional: a rigor, pode-se considerar que seu uso tem sido rotineiro, como o atestam vários exemplos, dos quais reproduzimos um a seguir:

Em 1º de junho de 2016, o CMSE decidiu que “o ONS fica autorizado a realizar despacho térmico por garantia de suprimento energético nos subsistemas Norte e Nordeste, de forma a preservar os estoques nas UHEs Tucuruí e Sobradinho e operar as interligações com critérios de segurança adequados”, conforme informado na ata da 169ª reunião. A partir daí esta decisão foi mantida em todas as reuniões subsequentes, sem que fosse apresentada formalmente a justificativa de cada despacho realizado, com os critérios que teriam sido considerados para tomar a respectiva decisão, e tampouco uma indicação da necessidade de incorporar esses critérios ao próprio despacho, retirando o caráter excepcional de uma decisão que persistiu por vários meses seguidos e incorporando a possibilidade de que ela acontecesse no processo de otimização. O ONS de uma forma geral despachava as usinas térmicas de forma emergencial nos volumes que julgasse conveniente, e apenas informava ao CMSE os valores gerados, o que tornava o despacho a rigor uma decisão arbitrária do ONS. Esta permissão para operar os sistemas Norte e Nordeste de forma emergencial persistiu por mais de um ano, pois em setembro de 2017 o CMSE ainda registrava na ata da 184ª reunião que “Sobre a deliberação da 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016 [esta é a decisão mencionada no parágrafo precedente], relativa ao despacho térmico adicional por garantia de suprimento energético, foi mencionado que este despacho tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, quando necessário, para fechamento do balanço energético local.”

O mecanismo de acionamento da GFOM por decisão do CMSE, além de afastar os preços dos custos associados ao atendimento à demanda, peca pela falta de previsibilidade. Efetivamente, buscou-se em vários momentos associar critérios ao acionamento deste mecanismo, porém em nenhum momento esses critérios tornaram-se normas, no sentido de serem permanentes e compulsórios, minimizando a percepção de arbítrio nas decisões do CMSE. Muito ao contrário, os critérios de aplicação do

mecanismo têm sido objeto de alterações frequentes, sendo que algumas vezes no passado decisões foram tomadas sem detalhamento formal dos critérios e parâmetros que as respaldaram.

No entanto, a determinação dos preços a partir de ofertas dos agentes exige que quaisquer mecanismos adicionais de segurança sejam absolutamente conhecidos, e que os critérios para sua aplicação sejam completamente previsíveis. Este é o tema da próxima seção.

3.2 Processo formal de alteração nas orientações de despacho do modelo

Esta seção discute propostas de mecanismos para preservar a segurança hídrica em um ambiente no qual os preços da energia são determinados a partir de ofertas formuladas pelos agentes, e no qual existem limites para os preços que impedem a completa incorporação aos preços dos custos associados à perda de segurança hídrica. A segurança hídrica envolve, além da garantia ao suprimento de energia, a disponibilidade de água para seus vários usos, e em volumes que não prejudiquem a preservação do meio ambiente.

3.2.1 Princípios gerais

Os mecanismos para a preservação da segurança hídrica em um ambiente com determinação dos preços da energia por ofertas dos agentes têm a rigor três componentes:

1. Escolha dos parâmetros⁵ que serão utilizados para estabelecer a segurança hídrica;
2. Determinação dos valores desses parâmetros; e
3. Mecanismos que deverão ser acionados em caso de violação de algum parâmetro.

A escolha de quais parâmetros físicos devem ser utilizados para determinar a segurança hídrica de um sistema foge ao escopo deste relatório. Apenas assinalamos que, para efeitos dos mecanismos apresentados nas próximas seções, eles devem de alguma forma resultar em volumes mínimo e máximo para a quantidade de água armazenada em cada reservatório em cada período.

Com relação à determinação dos valores desses parâmetros, existem, a rigor, duas questões: quem determina os valores, e com que frequência e antecedência eles devem ser determinados.

A questão de quem determina esses valores também não é objeto deste relatório. Apenas observamos que tradicionalmente, os valores de parâmetros como vazão mínima a jusante dos reservatórios e volumes de espera para evitar inundações eram determinados no âmbito do próprio Setor Elétrico. No entanto, cada vez mais esses valores são decididos externamente ao Setor, seja por entidades como a Agência Nacional de Águas (ANA), seja a partir de reivindicações das populações locais, seja mesmo em função de decisões judiciais. Entendemos que esta tendência deverá acentuar-se cada vez mais em função da necessidade de assegurar a disponibilidade de água em um ambiente de mudança climática.

Já a questão da frequência e antecedência com que os valores desses parâmetros devem ser determinados é relevante para a estabilidade e credibilidade das ofertas de preços que venham a ser formuladas pelos agentes que representam as usinas hidroelétricas – e mesmo por outros agentes ofertantes.

⁵ Entende-se por parâmetro aqui qualquer variável que afete a segurança hídrica, podendo ser parâmetros de restrições físicas (tais como um volume mínimo de reservatório, vazões mínimas, etc.), algum índice que seja construído para medir a segurança, ou mesmo variáveis como o CVaR, custos de não atendimento a certas restrições, etc.

De fato, cada agente, ao formular sua oferta, incorporará os efeitos esperados dos mecanismos que venham a ser implementados para garantir a segurança hídrica. Por exemplo: se os parâmetros incluírem os volumes mínimos de um reservatório em cada mês do ano (e, portanto, o acionamento de algum dos mecanismos apresentado nas próximas seções em caso de violação desses volumes no respectivo mês), então cada agente incorporará em sua oferta o risco de violação dos volumes mínimos nos meses subsequentes, e as consequências da aplicação do mecanismo associado em caso de violação. Sendo assim, em uma situação na qual os volumes mínimos sejam decididos arbitrariamente e/ou possam ser mudados de forma intempestiva, ou na qual os parâmetros associados ao próprio mecanismo sejam instáveis e sujeitos a mudanças súbitas, os agentes não terão como incorporar devidamente esses mecanismos em suas ofertas de quantidade e preço, o que poderá não só tornar inócuos os mecanismos, como também solapar a confiança dos agentes e da sociedade na preservação da segurança do sistema e na própria determinação dos preços por oferta.

A conclusão é que tanto os parâmetros relativos à segurança de suprimento como os mecanismos a serem utilizados caso eles sejam violados devem ser tão estáveis quanto possível, e determinados com antecedência, de forma a que eles tenham credibilidade e sejam incorporados às ofertas formuladas pelos agentes, o que teria o benefício adicional de tornar raros os eventos de violação desses parâmetros e acionamento dos mecanismos associados a essas violações.

3.2.2 Segurança e reservatórios virtuais

A incorporação dos parâmetros relativos à segurança do suprimento hídrico às ofertas de preço formuladas pelos agentes detentores de energia armazenada em reservatórios virtuais necessita que esses parâmetros sejam rebatidos para os próprios reservatórios virtuais.

Por exemplo: regras como “no mês de novembro a cota mínima do reservatório de Furnas será de x metros”, ou “em janeiro, o volume de espera no reservatório de Furnas será de y m³” têm que ser traduzidas de alguma forma em volumes máximo e mínimo para o reservatório virtual “Sudeste” (imaginando, evidentemente, que a usina de Furnas seja parte de um reservatório virtual Sudeste).

Os mecanismos apresentados a seguir partem da premissa de que qualquer regra ou limite relativo à segurança hídrica pode ser traduzido em limite para os volumes de energia armazenados nos reservatórios virtuais.

Vale destacar ainda que estes mecanismos tratam unicamente de uma visão *sistêmica* do reservatório virtual – isto é, do conjunto de decisões de armazenamento por todos os agentes do sistema. Situações em que há um nível de armazenamento confortável, mas em que um único agente é detentor da maior parte do reservatório virtual, representam um risco de exercício de poder de mercado mais do que um risco à segurança de suprimento, e serão discutidos na seção 4.3.

3.2.3 Mecanismo de preço mínimo compulsório

O primeiro mecanismo possível para acionamento em caso de violação da restrição de armazenamento mínimo é o do *preço mínimo compulsório*.

O mecanismo consiste, essencialmente, em proibir ofertas de energia armazenada a preços inferiores a um Preço Mínimo Compulsório (PMC). Assim, sempre que o reservatório virtual r atinja, no período

p , uma determinada energia armazenada crítica $EAC_{r,p}$, os detentores de energia armazenada no reservatório virtual r não poderiam ofertar seu estoque a preços inferiores a PMC .

Existem várias formas possíveis de determinar os valores de energia armazenada crítica $EAC_{r,p}$. O ponto principal é que eles devem incorporar todas as restrições relativas à segurança hídrica (tais como vazões mínimas e volumes mínimos armazenados) e à segurança da produção de energia elétrica. No restante desta seção, apresentaremos um exemplo de metodologia para determinar estes valores – que pode ser testado, refinado e definido em mais detalhe antes da implementação definitiva do mecanismo de segurança de suprimento.

No caso das restrições hídricas, sugerimos que elas sejam incorporadas a partir da determinação do volume mínimo em cada reservatório necessário para assegurar a preservação dessas restrições mesmo em condições hidrológicas desfavoráveis. A título de exemplo, poderia ser determinado o volume de água necessário em cada reservatório para assegurar o atendimento às restrições de vazão mínima em cada biênio no caso da ocorrência do pior biênio hidrológico registrado. Uma vez obtido este conjunto de volumes mínimos individuais de cada reservatório em cada período, seria calculada a energia armazenada em cada reservatório virtual correspondente a este conjunto de volumes, exatamente da mesma forma em que é calculada a energia armazenada nos reservatórios virtuais a partir de conjuntos de volumes de água armazenados nos reservatórios das usinas. Com isto, seria obtido um conjunto de valores, que denominaremos $EAC_{r,p}^{Hidr}$, em cada reservatório virtual r para os 24 meses subsequentes (admitindo-se neste exemplo que o índice p se refira a meses) – $EAC_{r,p}^{Hidr}$ funcionaria de insumo para o cálculo posterior de $EAC_{r,p}$, como será explicado adiante.

Já no caso das restrições de segurança do suprimento de energia elétrica, elas podem ser calculadas de forma análoga àquela com que foram calculados durante vários anos as Curvas de Aversão ao Risco, conhecidas pela sigla CAR. Elas corresponderiam, portanto, a valores de energia armazenada que seriam calculados de forma a assegurar que, no caso da repetição de uma determinada sequência de vazões histórica considerada desfavorável, o suprimento de energia elétrica não sofreria cortes, e o armazenamento nunca seria inferior a um valor predeterminado (por exemplo, 10% do armazenamento máximo do reservatório virtual). Este seria um segundo conjunto de valores de energia armazenada para cada um dos reservatórios virtuais r em cada um dos 36 meses (períodos p) subsequentes, que seria denominado $EAC_{r,p}^{Elet}$.

Uma vez determinados os valores $EAC_{r,p}^{Hidr}$ e $EAC_{r,p}^{Elet}$, o valor de cada $EAC_{r,p}$ seria dado para cada valor de r e p pelo máximo⁶ entre os respectivos $EAC_{r,p}^{Hidr}$ e $EAC_{r,p}^{Elet}$. Desta forma os valores de $EAC_{r,p}$ estariam incorporando todas as restrições relativas à segurança hídrica e à segurança de suprimento de energia elétrica.

Uma questão adicional refere-se à estabilidade e previsibilidade dos valores de $EAC_{r,p}$: se eles tiverem de ser modificados cada vez em que for introduzida, suprimida ou alterada uma restrição para a segurança hídrica, a incerteza resultante será incorporada às ofertas de preços formuladas pelos agentes, provocando instabilidade nessas ofertas. Da mesma forma, se os valores de $EAC_{r,p}$ referentes a períodos p próximos estiverem sujeitos a recálculo, a incerteza quanto à sua evolução nos períodos imediatamente anteriores também provocará uma instabilidade desnecessária nas ofertas dos agentes.

⁶ Matematicamente: $EAC_{r,p} = \text{máximo}(EAC_{r,p}^{Hidr}, EAC_{r,p}^{Elet})$.

Para evitar tais instabilidades, sugerimos que o cálculo dos valores $EAC_{r,p}$ seja feito de forma periódica (por exemplo, uma vez por ano), e que só afete os períodos p que estejam razoavelmente distantes no tempo. Uma forma de fazer isto seria, por exemplo, realizar o cálculo uma única vez por ano, incorporando todas as restrições consideradas válidas no momento em que fosse realizado o cálculo. Os valores de $EAC_{r,p}$ poderiam ser calculados apenas para o segundo biênio, e seriam válidos apenas para o primeiro ano do biênio. Explicando um pouco melhor este exemplo, se o cálculo fosse realizado em novembro para cada ano de calendário, em novembro de 2030 se calculariam os valores de $EAC_{r,p}$ para o biênio 2032/2033 (segundo biênio a partir do momento em que é realizado o cálculo), sendo que apenas os valores relativos ao ano 2032 seriam determinativos. Com isso os agentes incorporariam em seus cálculos de preços esses valores, e começariam 2031 já conhecendo os $EAC_{r,p}$ de 2031 (que teria sido calculado em 2029) e de 2032. Já os valores de $EAC_{r,p}$ calculados para 2033 seriam revistos (e calculados de modo definitivo) em novembro de 2031.

Um ponto importante a observar é que, embora a antecedência no cálculo dos valores de $EAC_{r,p}$ seja extremamente recomendável, por vezes pode ser necessário impor novos parâmetros de segurança hídrica de forma imediata. Esta introdução de novas restrições de forma repentina é em geral bastante problemática (devido a preocupações com a transparência, credibilidade do mercado, e alocação adequada de responsabilidades). Em cenários de secas verdadeiramente excepcionais, entretanto, pode ser relevante *reduzir* as restrições associadas à segurança hídrica e ambiental. Um conjunto de condições assegura que o impacto de uma revisão deste tipo seria pequeno e não comprometeria o mercado:

- Em primeiro lugar, a alocação de responsabilidades de quais agentes são responsáveis pelo cumprimento das restrições hídricas (i.e. quem será penalizado financeiramente caso a restrição se torne ativa) deve ser clara e feita inteiramente *ex ante*. Como estabelecido no Entregável 3 (Desenho Conceitual), recomenda-se que os agentes do MRE cumpram este papel.
- Em segundo lugar, toda alteração repentina nas restrições hídricas deve exclusivamente *beneficiar* os agentes responsáveis. Ou seja, uma restrição de defluência mínima (por exemplo) pode ser alterada para representar uma defluência *menor*, mas não *maior* (o que é de fato a revisão mais natural em eventos de seca extrema). Por outro lado, um *aumento* no passivo financeiro dos agentes deve ser feito gradualmente e com grande antecedência, seguindo critérios chave estabelecidos no momento em que os agentes assumiram esta responsabilidade; de modo a garantir a transparência, previsibilidade e credibilidade do mecanismo.
- Em terceiro lugar, qualquer flexibilização repentina nos parâmetros de restrições hídricas (justificada por uma situação de escassez hídrica extrema, e beneficiando os agentes responsáveis ao reduzir o seu passivo financeiro) deve sempre estar associada a um *período* específico. Reduções permanentes devem ser evitadas, visto que efetivamente conferem aos agentes responsáveis um *windfall profit*. Caso haja alguma restrição para a qual seja desejável implementar uma redução permanente, idealmente tal revisão deve ser tomada imediatamente, antes da alocação da responsabilidade por cumprimento das restrições ambientais aos agentes (como indicado no primeiro item) – já que isso afetaria as expectativas de fluxo de caixa futuros dos agentes do MRE.

Quanto ao parâmetro PMC , existem alguns valores que devem ser levados em conta para sua determinação. Um possível ponto de partida seria o custo variável unitário (CVU) de alguma usina térmica que seja considerada o paradigma de geração térmica “cara”, que teria de ser acionada caso as

restrições de segurança relativas aos níveis dos reservatórios fossem violadas. Nota-se que, como amplamente discutido no Entregável 3, o custo da térmica mais cara é relativamente baixo se comparado com o verdadeiro custo de oportunidade da água, que aumenta significativamente em situações em que há risco real de déficit de energia iminente. Entretanto, visto que o *PMC* representa simplesmente um preço *mínimo* e os agentes podem submeter ofertas mais altas, este *PMC* relativamente baixo pode ser incentivo suficiente para minimizar o risco de déficit, ainda garantindo um máximo de flexibilidade aos agentes. Caso sejam aceitas ofertas com preços acima de *PMC*, os mecanismos para evitar o uso de poder de mercado por parte dos detentores da energia armazenada remanescente no reservatório virtual *r* tornam-se ainda mais importantes (vide capítulo 4).

Vale notar que mecanismos de preço mínimo compulsório possuem alguns precedentes em mercados internacionais, tais como o da Colômbia e da Nova Zelândia. Estes países impõem um limite mínimo relativamente alto para o preço de oferta de hidroelétricas, que visa evitar o esvaziamento dos reservatórios do sistema quando as condições hidrológicas não estão favoráveis (ver Entregável 4, de “Visão Internacional”, para mais detalhes).

O mecanismo de Preços Mínimos Compulsórios tem como pontos positivos:

- Transparência, uma vez que todos os seus parâmetros seriam decorrência direta de padrões e mecanismos de segurança estabelecidos pelas devidas autoridades ou de valores regulatórios amplamente conhecidos (como o preço teto estrutural);
- Estabilidade, uma vez que seus parâmetros seriam fixados com antecedência (por exemplo, um ano) e válidos por períodos relativamente longos (por exemplo, um ano); e
- Possibilidade de adaptação a mais de um conjunto de parâmetros (valores mínimos de armazenamento e preço mínimo compulsório).

Ele tem como pontos negativos:

- A representação imperfeita das eventuais restrições de segurança, que viria em consequência da “tradução” das restrições relativas a reservatórios individuais para os reservatórios virtuais;
- Dificuldades para otimização, ilustradas pelo uso de mecanismo análogo às Curvas de Aversão ao Risco na determinação dos níveis de segurança dos reservatórios virtuais; e
- A defasagem temporal entre eventuais alterações nas restrições de segurança e sua incorporação aos preços, decorrente da própria ênfase do mecanismo em estabilidade.

3.2.4 Mecanismo de compra do reservatório virtual

O segundo mecanismo possível para evitar violações de restrições relativas à segurança hídrica e à segurança do suprimento de energia elétrica seria o da compra de energia armazenada por parte do Operador do sistema. Os conceitos que respaldam este mecanismo são apresentados em detalhes em (Barroso et al., 2003). A discussão a seguir é mais focada em aspectos operacionais do mecanismo.

A introdução deste mecanismo faria com que o Operador do Sistema (ou alguma outra entidade como a CCEE, ou ainda outra a ser criada) se tornasse um participante do mercado de energia elétrica, comprando e vendendo energia armazenada nos reservatórios virtuais. Esta participação, que ocorreria para assegurar a segurança do sistema, evidentemente poderia resultar tanto em superávit como em déficit financeiro. Os eventuais superávits poderiam ser abatidos dos encargos pagos pelos

consumidores. Já os eventuais déficits ou a necessidade recursos para adquirir energia armazenada proviriam de um encargo que seria pago por todos os consumidores, que são em última análise os beneficiários da segurança que seria proporcionada pela atuação do Operador do Sistema. O encargo poderia ser o próprio ESS, ou algum outro encargo criado especialmente para este fim.

Este mecanismo parte da premissa de que todas as restrições de segurança estariam incorporadas a modelos computacionais utilizados pelo Operador do Sistema para estimar o custo futuro da água. Todas as restrições de segurança hídrica estariam, portanto, diretamente consideradas no modelo computacional. Já as restrições de segurança energética estariam incorporadas automaticamente pela consideração do Custo do Déficit e de parâmetros como o CVaR, tal como é feito hoje.

O mecanismo de compra centralizada para segurança de suprimento permitiria que o Operador do Sistema adquirisse energia armazenada sempre que o preço resultante das ofertas dos agentes fosse inferior ao Valor Marginal da Água do período p para o reservatório virtual r : $VMA_{r,p}$. Em consequência, o Operador do Sistema, de uma forma geral, seria proprietário de determinados volumes de energia em todos os reservatórios virtuais r . Ele buscaria vender esses volumes sempre que as ofertas de preços dos agentes resultassem em valor superior a $VMA_{r,p}$ (ou seja, compraria quando as ofertas dos agentes fossem “baratas” e venderia quando fossem “caras”). Além destes reservatórios virtuais, o Operador do Sistema administraria uma conta financeira com o resultado do recolhimento do encargo e das eventuais vendas de energia. Chamaremos esta conta de Conta de Segurança do Sistema, abreviada CSS.

Em cada período p , o Operador faria ofertas de compra de energia armazenada em cada um dos reservatórios virtuais r a um preço igual a $VMA_{r,p}(1 - \alpha)$. Em outras palavras, o Operador do Sistema estaria disposto a comprar energia armazenada no reservatório virtual r se o preço fosse menor ou igual a um valor abaixo do valor da água calculado pela Função de Custo Futuro para o reservatório virtual r no período p . Quanto maior o parâmetro α , mais raras seriam as atuações do operador no mercado de reservatórios virtuais: ele participaria apenas se os agentes de mercado estivessem dispostos a vender créditos de reservatório virtual a um preço substancialmente abaixo do estimado pelo operador. Exemplificando, se α for igual a 10%, então o Operador do Sistema usaria o saldo da CSS para fazer ofertas de energia a um preço igual a 90% do valor da água por ele calculado.

A CSS seria financiada pela receita do encargo correspondente (possivelmente uma componente do ESS) e as receitas das vendas de energia armazenada. Seria necessário estabelecer regras e parâmetros para sua operação, como saldo mínimo e forma de cálculo do valor do encargo a ser cobrado dos consumidores (em função do saldo, movimentações recentes, e/ou movimentações esperadas futuras). Em particular, um detalhamento maior da operacionalização poderia incluir algum tipo de limite financeiro para as ofertas de compra de reservatórios virtuais, atrelado a um valor da reserva que deveria ser mantida na CSS, e mesmo indicar como distribuir esses limites financeiros para as ofertas de compra entre os vários reservatórios virtuais r . Entretanto, vale notar que, no momento em que este limite financeiro fosse atingido, o mecanismo pararia de atuar como um mecanismo de segurança de suprimento – já que neste momento o operador do sistema não seria mais capaz de influenciar o equilíbrio de mercado resultante das ofertas dos agentes.

A energia eventualmente adquirida com essas ofertas ficaria sob responsabilidade do Operador do Sistema. Esta energia seria ofertada pelo Operador do Sistema em todos os períodos p , a um preço igual a $VMA_{r,p}(1 + \alpha)$. Novamente, um valor de α próximo de zero implica em transações de mercado frequentes pelo operador do sistema, de modo que deve ser feita uma calibração cuidadosa deste

parâmetro antes da implementação deste mecanismo de segurança de suprimento. É essencial que tais parâmetros, bem como as regras de segurança hídrica e energética, sejam transparentes para a sociedade.

Assim, prosseguindo com o exemplo acima com α igual a 10%, se o valor da água calculado pelo Operador do Sistema para determinado reservatório virtual em determinado período fosse 200 R\$/MWh, ele estaria se oferecendo para comprar energia nesse reservatório virtual a 180 R\$/MWh, e para vender o estoque de energia que ele tivesse nesse reservatório virtual a 220 R\$/MWh.

Desta forma, se o preço final resultante das ofertas dos agentes (inclusive do Operador do Sistema) para este reservatório virtual fosse 150 R\$/MWh, o Operador não venderia nenhuma energia (já que teria ofertado a 220 R\$/MWh), porém compraria energia ao preço final de 150 R\$/MWh. Se, no entanto, o preço final fosse 250 R\$/MWh, o Operador venderia sua energia a este preço. E se o preço final estivesse entre 180 R\$/MWh e 220 R\$/MWh o Operador não compraria nem venderia energia.

Observe-se que as ofertas do Operador do Sistema tenderiam a manter o preço da energia estocada no reservatório r na faixa entre $VMA_{r,p} \cdot (1-\alpha)$ e $VMA_{r,p} \cdot (1+\alpha)$, ou seja, próximo ao valor da água correspondente à Função de Custo Futuro. O valor não se situaria sempre nesta faixa por conta de limitações impostas à atuação do ONS: por exemplo, eventual insuficiência de saldo na CSS para a aquisição de energia (no caso de compra), ou de energia sob responsabilidade do Operador no reservatório virtual r (no caso de venda). Outros mecanismos – como o sugerido em (Nazaré et al., 2019), citado abaixo – poderiam restringir a compra de reservatórios virtuais pelo operador a situações em que o reservatório estivesse abaixo de determinado volume crítico (além do critério associado ao valor da água já citado).

Nota-se que a hipótese de que o modelo computacional do operador pode calcular $VMA_{r,p}$ de forma precisa e robusta é bastante forte, visto que um mecanismo que dependa da estimativa de valor da água feita pelo operador do sistema está sujeito aos mesmos vieses de uma operação baseada em custos. Se este mecanismo em particular for levado ao extremo, ele poderia levar a uma implementação inócua do modelo baseado em ofertas dos agentes. Mais do que isso: ao contrário dos agentes privados atuantes no mercado de reservatórios virtuais, que têm os incentivos financeiros para atuar no mercado de forma mais eficiente, eventuais lucros e prejuízos incorridos pela atuação do operador no mercado de reservatórios virtuais seriam repassados ao consumidor. Consequentemente, há um ponto de vulnerabilidade: é preciso realizar estudos para garantir que a principal dinâmica do mercado seja dada pelos agentes competindo entre si, e não por um conluio entre agentes buscando tirar vantagem do mecanismo de segurança de suprimento.

Devido a estas preocupações, em (Nazaré et al., 2019), foi feita uma proposta de cálculo de “gatilho” totalmente independente das estimativas do operador (mais similar, portanto, ao mecanismo descrito na seção 3.2.3), mas na qual o responsável por comprar energia quando o sistema atinge uma situação de armazenamento crítica seria o próprio operador do sistema – e não mais os agentes que seriam obrigados a vender energia a um preço alto (o PMC). Este tipo de solução “híbrida” seria também uma outra possível solução para o mecanismo de segurança de suprimento a ser implementado no Brasil.

O mecanismo de Compra do Reservatório Virtual tem como principais pontos positivos:

- Incorporação das restrições de segurança hídrica e de segurança de suprimento de energia elétrica de forma otimizada (permanentemente atualizadas);

- A obrigação de atuação em prol da segurança de suprimento é explícita e atribuída a um agente institucional independente (Operador do Sistema);
- Ao contrário do mecanismo de preço mínimo compulsório, não reduz a flexibilidade de venda dos agentes mesmo em situações críticas, implicando em incentivos mais adequados.
- Melhor capacidade de escrutínio *ex post* das consequências da política de segurança de suprimento (já que as ofertas dos agentes não são afetadas pelo mecanismo).

Ele tem como pontos negativos:

- Dificuldade e complexidade institucional de criar uma nova conta e permitir a atuação direta do Operador do Sistema nas ofertas de preços;
- Mecanismo tende a ancorar os preços dos estoques de água nos próprios valores de CMO calculados pelo Operador do Sistema, causando percepção de pouca transparência e prejudicando um dos objetivos da oferta de preços pelos agentes, que é o de deixar que os próprios agentes determinem os preços da energia; e
- Pouca experiência internacional com mecanismos deste tipo no setor elétrico – embora seja possível fazer analogias com a atuação de um Banco Central na compra de moeda ou títulos do Tesouro para estabilizar o preço.

3.2.5 Mecanismos emergenciais

Já mencionamos que mesmo a implementação de mecanismos de segurança “permanentes” não dispensa a possibilidade de ações emergenciais por parte do Operador ou de outra entidade. Em particular, deve-se contemplar (i) o caso de ocorrerem emergências que exijam algum tipo de intervenção imediata, e (ii) restrições compulsórias de consumo que não possam ser representadas pelo despacho.

A intervenção imediata, no Brasil, tipicamente se materializa pelo despacho compulsório de algum recurso (usina, importação de energia, oferta de redução de consumo ou outro, transferência de energia entre regiões distintas) de forma diferente daquela que resultaria do despacho realizado conforme as regras usuais (no caso, a partir dos preços ofertados pelos agentes), mesmo após a aplicação dos mecanismos de segurança de suprimento usuais (vide seção 3.2.3 e 3.2.4). Trata-se, portanto, de um mecanismo extra de segurança para lidar com eventos excepcionais e imprevisíveis.

Atualmente existe um mecanismo de intervenção imediata, que é o poder do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de alterar as instruções do despacho ótimo determinado pelo ONS de forma a preservar a segurança do sistema. Infelizmente, este mecanismo tem sido utilizado corriqueiramente, e não excepcionalmente, tendo se tornado na prática um mecanismo de determinação do despacho que suplanta a otimização.

De fato, a necessidade de uma intervenção emergencial de uma forma geral indica uma imperfeição no próprio despacho, a qual deveria ser investigada e, se for o caso, corrigida. Em particular, a utilização frequente de um mecanismo que deveria se caracterizar pela excepcionalidade reforça ainda mais a necessidade de que estas correções ocorram. Isto porque as intervenções fazem com que investimentos privados em aumentar o nível dos reservatórios virtuais se tornem menos valiosos e mais incertos, distorcendo os incentivos aos agentes e, na prática, criando uma dependência a intervenções futuras.

Entendemos que o atual mecanismo que permite a intervenção por parte do CMSE deve ser mantido. No entanto, cada intervenção deve ser objeto de uma autorização específica, com a devida justificativa, e deve ser seguida por uma investigação que indique suas causas e as providências necessárias para evitar que o mesmo tipo de intervenção venha a ser necessário no futuro. Caberia então efetuar as correções que incorporassem os eventos que tivessem provocado a intervenção emergencial às regras de determinação dos preços e operação do sistema, de modo a evitar que a eventual repetição dos mesmos eventos leve de novo à necessidade de uma intervenção emergencial.

Uma intervenção emergencial sempre impõe custos aos diversos agentes. Na representação clássica do setor elétrico, esses custos são de *constrained-on* (ou seja, unidades que são forçadas a produzir mais energia do que teriam produzido se não ocorresse a intervenção) e de *constrained-off* (ou seja, unidades que são forçadas a produzir menos energia do que teriam produzido se não ocorresse a intervenção). Atualmente, ambos os custos são compensados pelo Encargo de Serviços do Sistema (ESS), como explorado no capítulo 5. Em princípio, não sugerimos nenhuma mudança nestas práticas: compensar os agentes pelos custos das intervenções é uma importante componente para mitigar a perda de credibilidade e distorção das expectativas dos agentes que tipicamente acompanha uma intervenção.

Outro tipo de ação emergencial seria uma restrição compulsória de consumo (ou racionamento) determinado pelas autoridades para preservar a segurança do sistema. Ela pode ter caráter tanto preventivo (tal como ocorreu com o racionamento de 2001/2002) como inevitável (quando o sistema não é capaz de suprir toda a carga, como ocorreu recentemente no estado do Texas em fevereiro de 2021). O racionamento é uma medida que afeta profundamente os consumidores e que, pelo seu grau de excepcionalidade, exige um tratamento especial por parte das autoridades. Em geral os racionamentos, quando têm grande abrangência e/ou duração, resultam em ações que acabam afetando o próprio modelo comercial do Setor. Sendo assim, os mecanismos de segurança dos modelos de despacho e de expansão devem ser capazes de evitar racionamentos de longa duração e/ou com grande abrangência, sob pena de colocar em questão o próprio modelo vigente.

3.3 Relação entre mecanismos propostos e preços-teto

Uma consideração importante diz respeito à relação entre os mecanismos descritos acima e a presença de preços-teto para as ofertas formuladas pelos agentes, que pode ser classificada em dois tipos. O primeiro tipo de relação flui dos preços-teto para os mecanismos, no sentido de que, ao menos em teoria, os mecanismos de segurança extra-preço existiriam justamente por causa da presença dos preços teto. Em um exemplo extremo, se os preços fossem completamente livres, ou seja, sem limite superior, não haveria a necessidade de qualquer mecanismo adicional de segurança de suprimento, pois os agentes de mercado já teriam incentivos a manter seus reservatórios cheios – dada a maior expectativa de preços futuros. Pode-se afirmar que, quanto mais alto o preço-teto, *menor* a necessidade de mecanismos suplementares de segurança de suprimento.

O outro tipo de relação advém das implicações que um preço-teto mais baixo teria para o funcionamento dos mecanismos de segurança de suprimento. O preço-teto efetivamente determina um limite para o valor das ofertas em caso de acionamento desses mecanismos: na modalidade de preço mínimo compulsório (seção 3.2.3), o PMC, a princípio, não poderia superar o preço-teto; na modalidade de compra pelo operador (seção 3.2.4), o preço-teto seria também um limite superior para as ofertas do operador.

Um ponto que merece ser levado em conta é a possibilidade de que, em situações verdadeiramente emergenciais, sejam aceitas ofertas de reservatório virtual cujo valor esteja além do preço-teto regulatório para a energia. Neste caso, o preço do mercado *spot* se situaria no teto regulatório, mas o preço de compra da energia dos reservatórios virtuais (que, como explorado no Entregável 3, pode ser diferente do preço do mercado *spot*) seria mais elevado. Eventuais diferenças entre os preços dessas ofertas (caso fossem aceitas) e o preço-teto seriam cobertas pelos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), tal como ocorre hoje. Nota-se que tal situação pode se materializar caso o preço máximo de oferta de reservatórios virtuais (que, como discutido anteriormente, deve permanecer robusto mesmo em situações de iminência de racionamento, de modo a oferecer os incentivos necessários) seja superior ao preço máximo do mercado de energia.

Mencionamos esta possibilidade não apenas em função da existência de recursos cujo custo é superior ao preço teto regulatório (como por exemplo algumas usinas térmicas e cortes em determinados consumidores), como também devido à necessidade de passar aos agentes detentores de reservatórios virtuais um sinal de preço que seja compatível com esses recursos mais caros – inclusive, se necessário, o déficit de energia.

Visto que, em um mercado baseado em ofertas, todo o incentivo para manter um armazenamento mais elevado nos reservatórios está associado ao preço-teto estrutural, ao menos este parâmetro deveria ser muito mais alto do que é hoje (e muito possivelmente o preço-teto da eletricidade também). Em (Nazaré et al., 2019), por exemplo, calcula-se um mecanismo de segurança de suprimento que envolveria disposições a pagar superiores a 10 000 R\$/MWh em algumas situações de armazenamento mais críticas. Desta forma, a decisão de qual seria o preço-teto para o mecanismo de segurança de suprimento e o preço-teto para o mercado de eletricidade estão acopladas.

4 MECANISMOS DE MITIGAÇÃO DE PODER DE MERCADO

Este capítulo discute os mecanismos de mitigação de poder de mercado, dentro do contexto de um mercado de oferta de preços.

Neste capítulo, a seção 4.1 introduz o tema, abordando os princípios chave que devem ser levados em consideração no âmbito de mitigação de poder de mercado e de monitoramento de mercado. As seções 4.2 e 4.3 discutem os limites que devem ser aplicados às ofertas de preço dos agentes, sendo subdivididas para tratar mais especificamente das ofertas de reservatório virtual na seção 4.3. Na seção 4.4 discutimos outras práticas de mitigação de poder de mercado que podem ser implementadas e na seção 4.5 entramos mais à fundo na atividade de monitoramento do mercado.

4.1 Princípios chave

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 do mercado. De acordo com (Wolak et al., 2021), a capacidade de um gerador exercer poder de mercado depende do nível de demanda do sistema, das características físicas da rede de transmissão e das restrições operacionais (das usinas e da rede). O número e o tamanho das zonas de preço não impactam a competição que um gerador enfrenta para vender energia ou reserva – esses fatores apenas influenciam em onde se manifestará o exercício de poder de mercado.

Nesse contexto, é de suma importância que exista 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 uma entidade independente. O monitoramento deve fazer parte do mercado desde o início, de forma que se houver algum período de transição ou implementação por ciclos, o monitoramento deve estar incluso logo na primeira fase. No Relatório 4, onde se contextualizou a experiência internacional, observou-se que em alguns mercados há a possibilidade de sobrescrever ou descartar uma oferta se algum comportamento estranho é identificado. Além disso, segundo (Wolak et al., 2021), mecanismos automáticos de detecção de uso de poder de mercado no processo de oferta de preços são cada vez mais comuns e são amplamente usados nos mercados norte-americanos.

Entretanto, é importante conceber também quais mecanismos estariam disponíveis para a mitigação do poder de mercado, além do simples monitoramento e identificação de atitudes potencialmente suspeitas dos agentes. Um dos mecanismos mais comumente utilizados é a implementação de limites às ofertas dos agentes. Esses limites podem ter um valor fixado e divulgado antes do processo de oferta, ou podem ter apenas a regra de cálculo divulgada e um valor variável. Outro instrumento comum é a realização de testes para identificar a concentração e potencial poder de mercado dos agentes ofertantes (tais como o TPST, o RSI e o HHI, explicados no Relatório 4, de Visão Internacional, e na seção 4.5 adiante). Além disso, é possível estabelecer multas e penalizações para situações em que se identifique manipulação dos resultados do mercado.

Apesar de existirem múltiplas vias de mitigação e de ação, a experiência internacional mostra que é essencial para o monitor estabelecer credibilidade com os agentes do setor. Para tal, é preciso garantir a transparência de mercado: tanto em relação a dados (publicação periódica de relatórios), quanto em termos de atuação da mitigação (ter regras claras e mínimo de interferência no mercado). Além de claras, as regras devem ser consistentes e com alterações bem respaldadas quando necessário. É

importante ressaltar que as regras não devem abranger apenas as situações comuns, mas também – e, especialmente – as regras para ocasiões improváveis, que ninguém espera que aconteçam, pois é justamente nessas ocasiões que a pressão do mercado e as chances de efeitos adversos são maiores. Adicionalmente, deve-se ter alguma preocupação com possíveis reações adversas (inesperadas). Mudanças muito bruscas, mesmo quando lastreadas pelo mercado, podem gerar insatisfação geral do setor ou, até mesmo, da população.

Finalmente, vale mencionar sobre a autoridade do monitor de mercado para implementar os mecanismos de mitigação de poder de mercado. A fim de evitar possíveis conflitos e até mesmo questões legais, é interessante que haja um acordo ou contrato com os geradores, onde os mesmos reconhecem estar sujeitos aos mecanismos de mitigação de poder de mercado local e penalizações aprovadas pelo regulador do mercado atacadista em questão – esse acordo ou contrato deve ser pré-requisito para a participação no mercado atacadista. (Wolak et al., 2021)

4.2 Limites às ofertas preço-quantidade horárias

A maioria dos mercados atacadistas de eletricidade, como visto na experiência internacional, impõe algum tipo de limite às ofertas de preços que podem ser apresentadas no mercado de curto prazo. Este é um método eficaz contra o exercício de poder excessivo de mercado unilateral. No entanto, não há uma metodologia consolidada para a definição desses limites. Algumas considerações importantes são: (i) o limite deve ser amplo o suficiente para que o mercado baseado em ofertas ainda faça sentido, (ii) os limites podem ser fixos ou dependentes das condições de mercado, e (iii) os limites às ofertas são separados dos limites de preço – e, em geral, o PLDmax é significativamente mais alto.

Um problema das limitações das ofertas é alguns geradores argumentarem que o limite da oferta está abaixo de seu custo variável de operação – e usarem isso para não disponibilizar sua energia para o mercado. Apesar de, em tese, os limites deverem ser superiores ao maior custo variável, isso nem sempre acontece, seja pela metodologia, seja pela atualização dos dados. Uma solução comum é permitir o pagamento de complementos caso o gerador comprove que seus custos não foram recuperados – o *make whole payment*⁷.

A proposta para o limite da oferta é criar um custo de referência sistêmico (RefTerm), análogo ao PLDmax atual, calculado com base na térmica a gás mais cara do sistema. Os limites de oferta, então, seriam calculados com base nessa referência e mudariam de acordo com a tecnologia da usina:

- Geradores renováveis teriam sua oferta limitada à faixa entre 0 e RefTerm
- Geradores térmicos teriam sua oferta limitada à faixa entre 0 e o valor máximo entre RefTerm e 130% do custo variável da usina

Essa metodologia permitiria que mesmo as térmicas mais caras do sistema pudessem ofertar o seu CVU mais uma margem de folga. Dessa forma, o problema mencionado anteriormente seria solucionado sem a necessidade de pagamentos adicionais. Além disso, vale mencionar que a margem de 30% pode variar, o importante é fornecer uma margem ao agente. O multiplicador de “1.3” foi selecionado por já ser utilizado atualmente para questões de redespacho de usinas, o que poderia facilitar a sua aceitação por

⁷ Pagamentos realizados para garantir que a usina recupere integralmente seus custos nos momentos que a venda de energia valorada ao preço spot não é suficiente.

parte dos agentes do mercado. Um aspecto negativo é que a ANEEL (ou alguma outra instituição do setor) ficaria com a incumbência de validar o CVU das térmicas mais caras que RefTerm – todavia, essa tarefa ficaria restrita a um número muito menor de usinas que o atual.

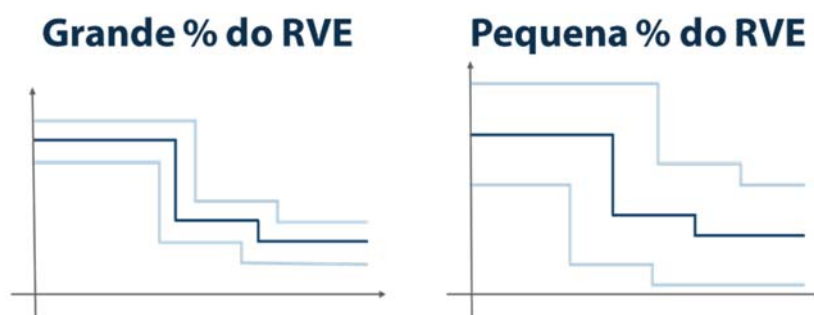
No longo prazo, com um mercado por ofertas mais consolidado e competitivo, seria possível flexibilizar gradualmente esse limite definido por RefTerm. Como visto na experiência internacional, há uma tendência dos mercados mais desenvolvidos e consolidados a implementar limites menos restritivos, fornecendo maior flexibilidade aos agentes. Dessa forma, seria interessante aumentar gradualmente RefTerm, até possivelmente eliminá-lo, ou estabilizar em um valor suficientemente alto.

4.3 Limites às ofertas preço-quantidade de reservatório virtual

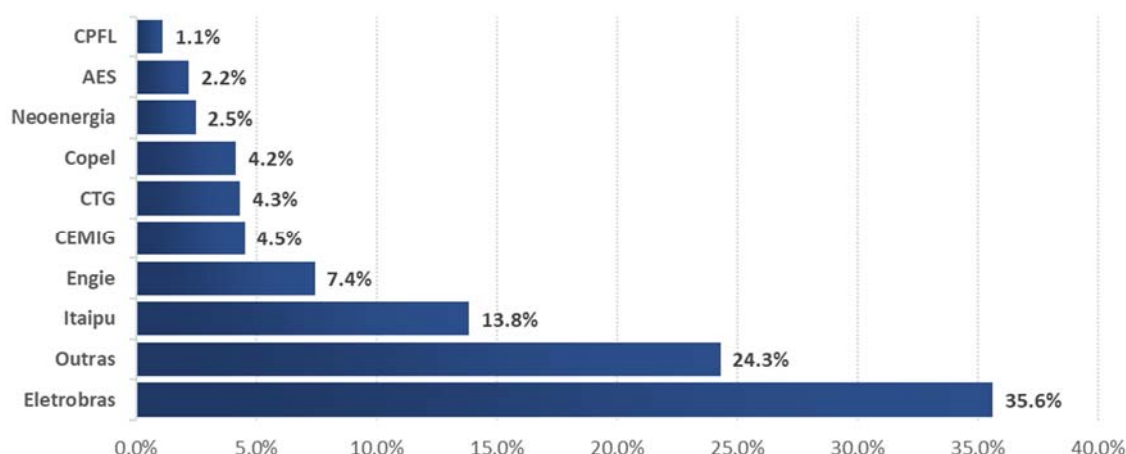
O tratamento das hidroelétricas deve ser diferenciado, uma vez que seu custo é definido pelo custo de oportunidade de armazenar água em seu reservatório (valor da água). Dessa forma, a oferta de referência do agente deve ser calculada com base na curva de valor da água calculada pelo ONS. No Relatório 9 apresentamos um passo-a-passo de como traduzir a função de custo futuro em uma curva de oferta, de forma a manter *exatamente a mesma informação*.

No entanto, é importante possibilitar uma certa flexibilidade para a oferta do agente – caso contrário, permanecemos em um modelo de oferta de custos. Assim, com base na curva de referência descrita acima, sugerimos aplicar faixas percentuais em que a oferta do agente pode variar. Essas faixas devem variar de acordo com a importância do agente – medida através da sua participação no reservatório virtual. Quanto maior a importância (e a participação), maior o poder de influência desse agente e, portanto, mais restrita deve ser a faixa. Por outro lado, agentes com participações pequenas podem ter limites bastante amplos. Dessa forma, é possível evitar que os agentes exerçam poder de mercado, mas mantém-se a flexibilidade do modelo de oferta de preços.

Figura 4 – Exemplo de faixas de limite de ofertas de reservatório com grande e pequena participação no reservatório virtual.



A curva para definição das faixas deve ser calculada em função da participação de cada agente no reservatório virtual. Como apresentado no Relatório 8 e ilustrado na figura a seguir, o mercado brasileiro é relativamente pulverizado. Com exceção da Eletrobras, que é um agente muito grande e requer atenção especial, a maioria dos demais agentes é relativamente pequeno. Os agentes com participação bastante baixa e pouco poder de influência nos resultados do mercado (participação menor do que ~5% do reservatório virtual) poderiam ficar isentos de restrições.

Figura 5 – Participação das empresas na Garantia Física hidrelétrica do sistema. Fonte: PSR

Finalmente, vale salientar que as ofertas de reservatório virtual também poderiam estar sujeitas a um limite mínimo de preços, especialmente em situações hidrológicas desfavoráveis. Este mecanismo foi discutido na seção 3.2.3.

4.4 Outras práticas de mitigação de poder de mercado

Além de limites impostos às próprias ofertas preço-quantidade dos agentes, há duas outras práticas que podem ser entendidas como mecanismos de mitigação de poder de mercado. Estas práticas estão relacionadas a temas que são discutidos com mais profundidade em outros pontos deste relatório: o tema de ofertas de restrição operativa térmica (seção 2.2) e o tema de encargos (capítulo 5).

A seção 2.2 propôs manter o mecanismo atualmente existente de ofertas fixas de parâmetros operativos térmicos, com ajustes anuais (seguindo a terminologia introduzida no capítulo 3 do Entregável 3 deste P&D) – podendo a frequência de tais ofertas ser revisada no futuro. Em outras palavras, agentes termelétricos podem anualmente redeclarar seus parâmetros operativos, como rampas de tomada/alívio de carga, trajetória de acionamento/desligamento, mínimo tempo ligado/desligado, geração mínima, custo de arranque/desligamento, número de acionamentos, entre outros – para mais detalhes acerca destas restrições, consultar o capítulo 3 do Entregável 3 deste P&D.

Esta declaração de parâmetros operativos pode fornecer um canal adicional para que os agentes exerçam poder de mercado, motivo pelo qual deve também ser submetida a certos limites e ao processo de vistoria do monitor de mercado (ver seção 4.5). Esses limites estariam baseados em *benchmarks* internacionais e devem ser amplos o suficiente para englobar os geradores mais inflexíveis do parque térmico.

Esses limites seriam ainda mais importantes se forem permitidas revisões de parâmetros térmicos com maior frequência. No desenho de mercado atual, um agente térmico que declare uma inflexibilidade maior que a real (por exemplo, que declare um valor sobrestimado de seu custo de arranque) só poderá revê-la daqui a um ano. Dentro deste período, essa declaração equivocada provavelmente lhe trará um alto custo, por todas as vezes em que deixar de ser acionado – dado que a alta inflexibilidade declarada lhe torna uma opção menos atrativa. Portanto, os limites para restrições operativas não necessitam ser tão estritos como se ocorressem ofertas de parâmetros mensais, semanais ou mesmo diárias.

Com relação ao tema de encargos, será exemplificado no capítulo 5 como estes podem criar oportunidades de exercício de poder de mercado. Como será visto, encargos buscam essencialmente remunerar geradores por certos custos que não podem ser recuperados somente através do preço marginal. No entanto, em um modelo de formação de preços por ofertas, o operador não tem acesso direto aos custos dos geradores, somente às suas ofertas. Assim, se o operador considerar diretamente os valores ofertados pelos agentes no momento de calcular os custos a serem ressarcidos via encargos, estes podem acabar sendo sobrestimados – e sabendo da possibilidade de receber encargos, agentes com poder de mercado podem ter incentivos a aumentar o preço de suas ofertas.

Por este motivo, sugere-se a adoção de um mecanismo similar ao da Colômbia (detalhado no Entregável 4 deste P&D) para o cálculo de encargos *constrained-on*: o valor a ser remunerado para uma usina é definido como o menor valor entre o preço da oferta e um preço de referência, calculado pelo operador para cada usina (com base em estimativas dos seus custos de combustível, O&M e custos de oportunidade). Na prática, isso significa que se o agente ofertar energia a um preço superior ao custo referencial estimado pelo operador, esta oferta não será reconhecida para fins de cálculo de encargos.

Esse custo referencial varia para cada unidade geradora e seria uma estimativa feita pelo operador dos custos da usina (podendo eventualmente incorporar alguma margem pequena), incluindo custos de oportunidade, quando aplicável. Seria, portanto, inferior ao RefTerm (no caso de uma central térmica), descrito na seção 4.2, e menor que o limite superior imposto às ofertas de reservatório virtual (no caso de agentes hidrelétricos), descrito na seção 4.3.

4.5 Atividade de monitoramento de mercado

Um dos primeiros aspectos para a atividade de monitoramento do mercado é a definição do monitor. É de extrema importância que o monitor seja uma entidade com independência, de forma que tenha liberdade para apontar qualquer erro ou problema que identifique ao longo do processo de monitoramento. No entanto, na avaliação da experiência internacional, observamos pouco consenso com relação à adoção de um monitor interno ou externo.



O monitor interno usualmente tem o benefício de ter fácil acesso à informação e aos dados do mercado, por ter uma relação estreita com o operador, o que facilita a atividade de monitoramento e a torna mais ágil e dinâmica. Além disso, evita a necessidade de uma contratação de um terceiro, reduzindo assim o gasto de tempo com burocracia e o custo adicional de contratação de uma empresa terceirizada. Outro aspecto positivo é que o risco de vazamento de informações sigilosas é reduzido. Por outro lado, mesmo que seja estabelecido como um departamento ou até mesmo empresa independente, é comum que na prática haja pressão de outras empresas ou organizações que estão acima em hierarquia para não publicar alguma informação ou crítica.

O monitor externo, por sua vez, é uma fonte por definição independente de qualquer entidade do setor, o que lhe dá maior liberdade para manifestação – reduzindo significativamente a probabilidade de problemas como o mencionado acima de pressão de outras empresas ou organizações. Ainda

relacionado a isso, a adoção de um monitor externo reduz a influência do operador e/ou regulador nos resultados da atividade de monitoramento. Com relação aos custos, apesar de existir o custo de contratação de uma empresa terceirizada, não há o gasto de estruturar uma empresa ou departamento para a função de monitoramento – que pode ser relevante. Finalmente, deve-se ter uma política rigorosa para manter a segurança dos dados, mas isso se reflete também em uma maior burocracia e dificuldade em acessar os dados do mercado – o que, por sua vez, torna o processo mais lento e menos dinâmico.

Uma opção interessante, com implementações observadas na experiência internacional, é a existência de dois monitores de mercado, um monitor interno e um monitor externo. A combinação de um monitor interno e um externo une o melhor das duas alternativas, e equilibra a desvantagem de influência e acesso a dados. Por outro lado, traz um custo maior para o sistema. Nesses tipos de implementação, usualmente o monitor interno fica encarregado pelo monitoramento mais relacionado às atividades diárias (mais dinâmicas) do mercado, avaliando o seu funcionamento, validando as ofertas dos agentes, garantindo que as regras estão sendo respeitadas, entre outros aspectos. O monitor externo, por sua vez, usualmente fica responsável por uma análise mais estrutural do mercado, avaliando taxas de concentração de mercado, avaliando o desempenho dos principais resultados e indicadores, e investigando eventos suspeitos.

Pelos benefícios destacados acima, o passo inicial seria o de criação de um monitor interno de mercado. Apesar de observarmos na experiência internacional alguns casos em que o monitor está ligado ao regulador ou ao Ministério, o mais natural é que o monitor (especialmente o interno) esteja ligado ao operador. Dessa forma, o acesso aos dados de mercado e o monitoramento das ofertas torna-se mais fácil e ágil. Assim, em princípio, caberia à CCEE a atividade de monitoramento do mercado. Para tal, seria necessário a estruturação de um departamento independente responsável pela atividade. No entanto, pode ser interessante a contratação de monitor externo também, responsável por uma análise estrutural e mais geral do mercado.

Um aspecto importante é montar as capacidades do processo de monitoramento de mercado. Algumas das métricas mais comuns, de acordo com a experiência internacional analisada no Relatório 4, são o *Three Pivotal Supplier Test* (TPST), o *Residual Supply Index* (RSI) e o Índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI). O TPST mede o grau em que o fornecimento de três geradores é necessário para atender à demanda para aliviar uma restrição, examinando assim a concentração da oferta em comparação com a demanda e determinando a capacidade que cada gerador ou grupo de gerador pode ter para influenciar os preços do mercado. O RSI mede até que ponto a capacidade de um gerador é necessária para suprir a demanda, levando em consideração a capacidade de outros geradores. Finalmente, o HHI mede a dimensão de uma empresa em relação ao seu meio.

As principais análises e achados do(s) monitor(es) devem ser divulgados através de relatórios periódicos, aos quais todos os agentes do mercado devem ter acesso. Essa é uma prática extremamente comum, adotada em todos os mercados analisados na experiência internacional. Os relatórios ligados ao funcionamento do mercado (principais resultados, ofertas dos agentes, balanço oferta-demanda, etc) devem ter uma periodicidade mais alta – tipicamente, trimestrais. Além desses relatórios, é interessante que seja publicado anualmente um relatório mais extenso e detalhado, que aborde não apenas o funcionamento do mercado no dia-a-dia, mas também questões estruturais, análises de concentração de mercado, investigação de situações suspeitas e resumo de penalizações aplicadas ao longo do ano. Além disso, informações básicas – mais cruas, sem necessidade de elaboração de um relatório – sobre o

mercado, incluindo as ofertas dos agentes, o balanço final e os principais resultados devem ser divulgados o mais breve possível (idealmente em até 1 semana depois da operação).

É interessante que os dados sejam nominais – apesar de possivelmente causar alguma manifestação contrária dos agentes – por questões de transparência, além de permitir que terceiros realizem também análises de desempenho de mercado. No entanto, isso em geral traz à tona o argumento de que os agentes poderiam usar essas informações para coordenar suas ações e aumentar os preços de mercado por meio de sofisticados esquemas de conluio tácito. É importante ter em mente que ações coordenadas para aumentar os preços de mercado são ilegais. Ainda assim, é possível usar um tempo de publicação intermediário ou até mesmo divulgar de imediato dados anônimos e após um período maior (1 mês, por exemplo) divulgar os dados nominais.

Finalmente, um aspecto de suma importância é garantir ao monitor de mercado vias de penalização para as atividades em que julgar que houve manipulação do mercado ou desrespeito a alguma regra. Essa via pode ser tanto dar direto ao monitor poder sancionador, pode ser simplesmente divulgar a informação e permitir que outra entidade penalize de fato (como o regulador ou o operador), ou ainda garantir a possibilidade de abrir um processo ou uma investigação oficial (que possa resultar em penalização). Alguns *experts* do setor argumentam que o monitor deve ter função puramente informativa, de maneira que não construa laços e relações que possam enviesar seus achados. Por outro lado, pela revisão da experiência internacional, observamos que não é incomum fornecer esse poder ao monitor.

Os tipos de penalização podem variar (multa, sobrescrever a oferta, descarte da oferta, afastamento temporário do mercado, entre outros) e o poder sancionador do monitor pode ser restrito também a alguns níveis de punição. Um ponto essencial, no entanto, é garantir que as penalidades associadas a qualquer violação das regras do mercado sejam superiores aos danos causados ao mercado e aos benefícios que o participante recebe ao violar essa regra do mercado – caso contrário, haverá um estímulo para que as regras sejam violadas. Em outras palavras, a regra de penalização deve dar o incentivo correto aos agentes, que é sinalizar que obedecer às regras do mercado é o que maximiza seu lucro unilateral.

5 ENCARGOS DE SERVIÇO DE SISTEMA

Este capítulo discute os encargos de serviço ao sistema, usados para remunerar os custos que não estejam refletidos no preço marginal (PLD).

Neste capítulo, a seção 5.1 introduz o tema e mostra um exemplo de como encargos podem distorcer as ofertas dos agentes. A seção 5.2 apresenta o sistema de encargos vigente no Brasil e, em seguida, a seção 5.3 discute a proposta-base do P&D. As seções seguintes entram em mais detalhes em alguns tópicos específicos da proposta-base. Na seção 5.4 apresentamos os princípios chave para determinação de encargos por restrições operativas. Em seguida, as seções 5.5, 5.6 e 5.7 abordam os tópicos de encargo por *constrained on*, *constrained off* e *unit commitment*. Finalmente, a seção 5.8 mostra alguns exemplos de aplicação da proposta-base.

5.1 Introdução

Essencialmente, encargos de serviço de sistema (ESS) servem ao propósito de remunerar custos que não estejam refletidos no PLD. Estes podem se originar por dois motivos:

- Custos fixos incorridos por unidades geradoras, que não formam o preço marginal (por exemplo, custos de *start-up*) e, portanto, não seriam recuperados caso esta unidade fosse remunerada somente pela energia vendida (valorada ao preço marginal de operação do sistema);
- Simplificações de modelagem computacional que levem a diferenças entre o despacho resultante do modelo usado para formar o PLD e o despacho programado e/ou realizado. Por exemplo, se o modelo computacional não considera restrições de estabilidade e confiabilidade da energia, é possível que outras usinas (não incluídas no despacho “ótimo” resultante do modelo) tenham de ser acionadas para garantir adequadas condições de suprimento.

A justificativa para a existência de encargos dada acima é a mesma que em um modelo de preços por custos auditados, como o atual sistema brasileiro. No entanto, ao migrar para um modelo de formação de preços por ofertas, os encargos passam a formar sinais econômicos aos agentes, que podem distorcer suas ofertas e gerar oportunidades de manipulação do preço de mercado. O quadro abaixo exemplifica esta situação em um mercado fictício. Embora as regras de determinação de encargos neste exemplo sejam hipotéticas, elas guardam alguma semelhança com as atuais regras brasileiras, de modo que não é difícil imaginar a ocorrência de situações similares na eventual adoção da formação de preços por ofertas no mercado brasileiro, se as regras de encargos não forem adequadamente revistas.

Assim, cabe uma discussão mais detalhada acerca da pertinência dos encargos existentes hoje no Brasil no modelo de preços por oferta proposto neste P&D e sua interação com um sistema de liquidação dupla. As seções seguintes estão organizadas do seguinte modo: a seção 5.2 introduz as categorias de encargos de serviço de sistema existentes hoje no Brasil; a seção 5.3 descreve as modificações que cada categoria necessitaria para ser compatibilizada com o mecanismo de formação de preços por ofertas proposto; as seções 5.4 em diante se concentram sobre o encargo por restrição de operação, que será o principal foco deste capítulo.

Como encargos podem distorcer as ofertas: um exemplo

Imagine, por exemplo, um mercado com apenas duas usinas, uma hidrelétrica e a outra térmica. Por simplicidade, levaremos em consideração um intervalo de tempo de 1h, de modo que, quando forem feitas menções à geração em MW, podemos considerá-la equivalente à MWh.

A usina termelétrica possui uma capacidade de geração de 80 MW, com CVU de 15 \$/MWh, enquanto a hidrelétrica opera com reservatórios cheios e possui uma capacidade de turbinamento que lhe permite produzir 100 MW na hora de referência, a um custo unitário de 10 \$/MWh – valor que já incorpora custos variáveis de O&M, além do custo futuro da água. A demanda deste sistema para a hora observada é de 100 MW, de modo que a hidrelétrica, em condições normais, consegue suprir toda a demanda sem o acionamento da térmica.

A regra de formação do despacho neste mercado hipotético é simples: o operador deste mercado executa uma otimização do despacho, utilizando a ferramenta computacional que tenha à disposição. O programa de despacho resultante pode sofrer eventuais ajustes, se o operador considerar necessário.

Se os agentes ofertarem toda a sua capacidade produtiva a preços coerentes com seus custos, o agente hidrelétrico será designado a suprir toda a demanda a 10 \$/MWh, enquanto a usina térmica permanecerá desligada – este seria o despacho de mínimo custo resultante do modelo computacional, que resultaria em um preço marginal de 10 \$/MWh, equivalente ao custo declarado da hidrelétrica. O operador não realiza nenhum ajuste operativo. Desta forma, a receita do agente hidrelétrico ($10 \text{ [$/MWh]} \times 100 \text{ [MW]} = 1\,000 \text{ [\$]}$) é idêntica ao seu custo de geração, de modo que o lucro para este gerador é zero. Além disso, como o agente termelétrico não comercializa energia e nem incorre em custos, seu lucro também é nulo.

Considere, agora, um segundo cenário, em que a térmica toma ciência de que, por alguma restrição elétrica da rede não considerada no modelo computacional de otimização do despacho do operador, não é possível transferir energia desde a térmica até o consumidor, caso esta transferência fosse necessária. Em outras palavras, se a térmica declarar um preço mais baixo que a hidrelétrica, ela pode forçar o modelo computacional a despachá-la. No entanto, o operador atuará, logo em seguida, para remover a térmica do programa de operação.

Se não houver o pagamento de encargos, e a térmica receber somente pela energia efetivamente gerada (que, no exemplo, é zero), não haveria qualquer benefício econômico para a térmica nessa estratégia. Suponha, no entanto, que a térmica receba um encargo caso sua operação seja deslocada pelo operador de modo a compensar a pressuposta perda econômica que teria devido a esta atuação do operador (um encargo que recebe o nome, dentro do mercado brasileiro, de *constrained-off*). Este encargo é calculado de modo simples: *energia deslocada* $\times$ (*preço marginal* – *custo declarado*).

Desse modo, o agente termelétrico, estrategicamente, oferta toda a sua capacidade produtiva a 0 \$/MWh, valor muito inferior ao seu CVU, enquanto a hidrelétrica oferta todo o seu potencial de geração a um preço igual ao CVU, portanto 10 \$/MWh. A partir disso, o operador realiza a otimização do despacho para a definição dos preços. Assim, os 80 MW ofertados pelo agente termelétrico são aceitos e o restante da demanda (20 MW) é suprido pelo agente hidrelétrico, que, portanto, margina o preço da energia elétrica neste mercado, a 10 \$/MWh.

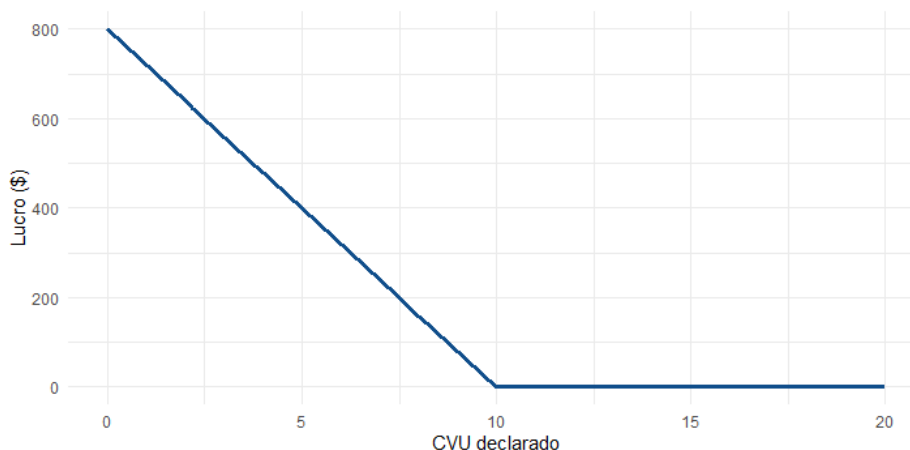
Após a definição dos preços, o operador identifica a restrição elétrica no sistema que impede o agente termelétrico de despachar. Por este motivo, o agente térmico é retirado da ordem de mérito e toda a geração que lhe cabia é transferida para o agente hidrelétrico, provocando encargos *constrained-off* para aquele. Considerando esta situação, o agente termelétrico deve ser remunerado pela diferença entre a sua oferta e o preço de mercado para cada unidade de energia que ele deixa de produzir. Neste caso, o encargo a ser recebido

é da ordem de 10 \$ por MWh deslocado, totalizando uma receita de 800 \$ ($80 [MW] \times (10 [$/MWh] - 0 [$/MWh])$, segundo a fórmula explicitada acima), sem incorrer em custos por geração.

Em outras palavras, é mais lucrativo para o agente termoeletrico, neste caso, ofertar energia a um preço 0 \$/MWh, que lhe resultará um lucro de 800 \$, do que realizar uma oferta preço-quantidade com seu verdadeiro CVU (15 \$/MWh) – o que lhe resultará em lucro zero, dado que, com esta estratégia, ele não será despachado e não receberá encargos.

A Figura 6 mostra o lucro do agente térmico em função do custo declarado em sua oferta preço-quantidade. Como visto, declarar um custo 0 leva a um lucro de 800 \$, que decai conforme a térmica vai aumentando o seu CVU declarado. Uma oferta superior a 10 \$/MWh não proporciona lucro ao agente térmico, visto que ele não faria parte do despacho inicialmente. Custos declarados inferiores a 10 \$/MWh, por sua vez, aumentam a receita deste gerador de forma que, quanto maior for a diferença entre o preço marginal e a oferta e, maior será a receita por unidade de energia deslocada e, portanto, seu lucro. O gráfico mostra que a oferta ótima para o agente que tem ciência de que será deslocado será sempre ofertar a preço zero, de modo a maximizar o seu lucro com o recebimento de encargos.

Figura 6 – Lucro por CVU declarado do agente termelétrico com restrição elétrica



Fica evidente, portanto, que, se não forem implementados limites bem definidos para o pagamento de encargos deste tipo, os agentes podem agir de forma perversa para maximizar lucros, onerando o consumidor e causando distorções de mercado. Por este motivo, o mecanismo de formação de preços por oferta deve ser robusto o suficiente para que as ações dos agentes sejam baseadas na realidade física do sistema, de modo que os preços respondam exclusivamente a variações de demanda e condições de oferta. Para isso, é necessário ter cuidado na forma como os encargos serão implementados no desenho de mercado, definindo de maneira clara as condições específicas de pagamento e recebimento.

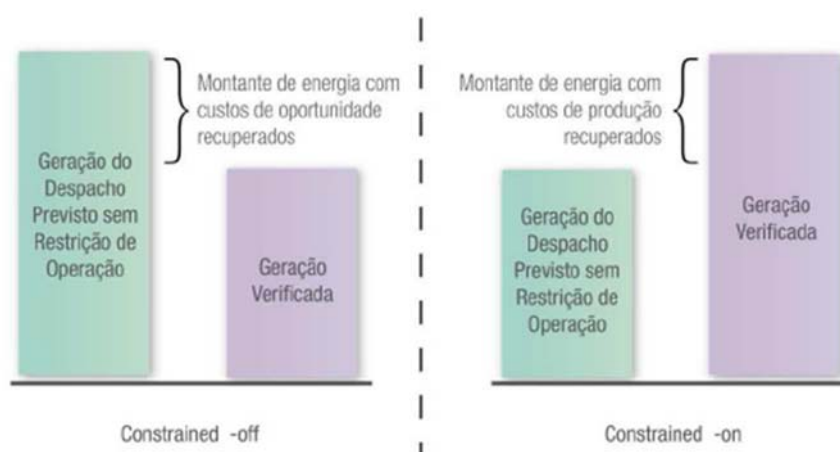
5.2 O sistema de encargos vigente no Brasil

Atualmente, a programação diária da operação é realizada da seguinte forma: inicialmente, o ONS prepara uma base de dados que alimenta uma execução do modelo DESSEM realizada pelo próprio ONS, considerando restrições de rede internas a cada submercado, e uma execução do DESSEM feita pela CCEE, que não considera restrições de rede internas a submercados (despacho por ordem de mérito) – resultando, assim, um mesmo PLD para todos os pontos de cada submercado. Em seguida, o ONS realiza ajustes operativos sobre a programação da operação resultante do modelo DESSEM, que

dão origem ao Programa Diário de Produção (PDP) para o dia seguinte. Surgem, então, cinco tipos de Encargos de Serviços do Sistema (CCEE, 2021):

- Encargos por restrição de operação: ocorrem quando há divergências entre o despacho de uma central termelétrica previsto na programação da CCEE e aquele verificado/instruído pelo ONS. Esse encargo pode ser de três tipos: (i) *constrained-on*, quando a central térmica não estava programada pela CCEE, mas o ONS solicita sua geração, de modo que o encargo busca cobrir os custos incorridos no despacho que não são recuperados pelo PLD; (ii) *constrained-off*, quando a usina tem sua geração reduzida em relação ao montante previsto pela CCEE, caso em que o encargo assegura à usina o lucro (diferença entre PLD e CVU) que ela teria caso o despacho obedecesse ao programa da CCEE; e (iii) por *unit commitment*, que se refere a pagamentos ao acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito por inflexibilidades operativas dessas usinas (por exemplo, tempo mínimo de acionamento ou restrições de rampa).

Figura 7 – Encargos *constrained-on* e *constrained-off*. Fonte: CCEE (CCEE, 2021)



- Encargos por segurança energética: ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) solicita a geração de usinas térmicas fora da ordem de mérito para garantir a segurança de suprimento, segundo Resolução nº 8 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Este encargo garante que o custo declarado associado à produção de energia das usinas térmicas acionadas será integralmente ressarcido, mesmo que este seja superior ao PLD.
- Encargos por deslocamento hidráulico: consiste, essencialmente, em um pagamento *constrained-off* para centrais hidrelétricas participantes do MRE. É pago quando estas são deslocadas por geração térmica fora da ordem de mérito (seja por motivos de segurança energética ou de restrições elétricas) ou por importação de energia sem garantia física associada, segundo a Lei 13.360/2016. O valor a ser pago (por MWh) é dado pela diferença entre o PLD e o PLDx, que é um valor calculado anualmente pela CCEE e que corresponde ao custo de oportunidade da água que deixou de ser usada para geração por conta do deslocamento hidráulico – a redução da geração hidroelétrica resultante do deslocamento hidráulico leva a um armazenamento incremental, que poderá ser utilizado posteriormente para geração. Este encargo é rateado entre todos os participantes do MRE, em proporção à garantia física.
- Encargos por importação: segundo Portaria nº 339 do MME, de 2018, o ONS pode usar energia advinda da Argentina ou Uruguai, de modo a reduzir os custos de operação do sistema. A

declaração de montantes disponíveis e preços de importação é feita mediante ofertas de agentes comercializadores autorizados. Dado que essas ofertas não são atualmente consideradas no processo de formação do PLD, eventuais diferenças entre o PLD e o preço de importação são liquidadas via encargos, a serem pagos aos comercializadores de importação (ou recebidos dos mesmos, caso o PLD seja superior ao preço de importação ofertado).

- Encargos de serviços ancilares: corresponde ao ressarcimento pela prestação de serviços ancilares pelos agentes, tais como compensação síncrona, reserva de potência operativa e manutenção de equipamentos especiais de supervisão.

Além dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) acima descritos, há ainda os Encargos de Energia de Reserva (EER), que refletem os custos de contratação da energia de reserva nos leilões conduzidos pelo governo, além de outros encargos setoriais, tais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e outras taxas destinadas a cobrir despesas das instituições do setor (Aneel, ONS e EPE). Tais encargos não estão diretamente relacionados ao mecanismo de formação de preços e, portanto, não necessitam ser alterados no caso da adoção de um modelo baseado em ofertas dos agentes. Por este motivo, o restante do capítulo foca somente no funcionamento dos ESS.

5.3 Proposta-base deste P&D

Como explicado, não faz parte do escopo deste P&D propor possíveis alterações no mecanismo de EER ou de encargos para financiamento de programas e instituições governamentais. Outro encargo que não seria alterado é o **encargo por serviços ancilares**. Como será explicado no capítulo 6 (elementos agnósticos), o presente P&D não propõe a alteração do mercado de serviços ancilares no Brasil. Ainda que alguns mercados internacionais adotem um mecanismo de ofertas dos agentes também para serviços ancilares, e não somente para a energia (conferir o Entregável 4, “Taxonomia da Experiência Internacional”), este não é essencial para o funcionamento do modelo de formação de preços e despacho por ofertas.

Com respeito ao **encargo por importação**, este se torna desnecessário, na medida em que as ofertas de comercializadores que representem a importação de energia da Argentina e Uruguai (e de quaisquer outros países que venham a vender energia para o mercado brasileiro) passam a ser tratadas da mesma forma que todas as outras ofertas de energia, formando preços tanto no mercado do dia seguinte, como no mercado de balanço.

O tema de **segurança energética** foi tratado no capítulo 3. No sistema atual, a atuação do CMSE objetivando garantir a segurança energética origina dois tipos de encargos: os encargos por segurança energética, destinados a remunerar os geradores térmicos despachados fora da ordem de mérito, e encargos por deslocamento hidráulico, destinados a remunerar as hidrelétricas que tenham sido deslocadas pela ordem do CMSE. Como visto no capítulo 3, na eventual adoção de um modelo de preços por ofertas, o mecanismo atual de segurança energética – e os encargos associados – deveria ser alterado, buscando maior previsibilidade e a redução dos efeitos distorsivos que tal mecanismo pode ter sobre as ofertas. Assim como ocorre no exemplo dado na introdução deste capítulo, a atuação do CMSE poderia gerar ofertas diferentes do seu real valor de mercado, resultando em um aumento dos custos do sistema.

Em resumo, há a necessidade de alteração do mecanismo de segurança energética e, conseqüentemente, dos encargos associados (isto é, encargos de segurança energética e encargos por deslocamento hidráulico). O capítulo 3 descreveu algumas possibilidades para o novo mecanismo de segurança energética. A forma de cálculo dos encargos dependerá fundamentalmente da alternativa adotada. Por exemplo, se for adotado um mecanismo de compra de reservatórios virtuais, é preciso criar um encargo que financie tais compras por parte do operador (ver seção 3.2.4 para mais detalhes). Enquanto um mecanismo de preço mínimo compulsório eliminaria a necessidade de qualquer encargo – a menos que seja adotada a opção, levantada na seção 3.2.3, do aceite de ofertas de reservatório virtual a preços acima do preço-teto regulatório.

Restam, então, os encargos motivados por **restrições de operação**. Em linhas gerais, há duas grandes mudanças no mecanismo proposto neste P&D para este componente (e que serão explicadas em mais detalhes adiante):

- Conferir um tratamento *isonômico* a todas as tecnologias de geração – atualmente, o encargo por restrição de operação é destinado somente a usinas termelétricas, enquanto os geradores eólicos apenas recentemente tiveram regulamentado o seu recebimento por *constrained-off*. Na proposta deste P&D, todas as tecnologias deveriam estar sujeitas às mesmas regras, garantindo a isonomia no mercado.
- Delimitar as restrições operativas que geram encargos, uma vez que o modelo de formação de preços por ofertas permite muitas situações em que o próprio agente acomoda suas restrições operativas físicas dentro de suas ofertas.

As seções seguintes (5.4 a 5.8) se dedicam exclusivamente aos encargos motivados por restrições de operação, explicando em mais detalhes a proposta do P&D para o tratamento desta componente específica de encargos.

Antes disso, vale uma última observação acerca do **encargo por deslocamento hidráulico**. Como descrito acima, este encargo é destinado somente a usinas hidrelétricas, podendo surgir por motivos de segurança energética, de restrições elétricas ou de importação de energia. No modelo de encargos proposto, busca-se isonomia entre as tecnologias, conferindo às usinas hidrelétricas o mesmo tratamento que outras tecnologias. Portanto, hidrelétricas deslocadas (ou acionadas) por restrições elétricas (ou por segurança energética) receberiam os mesmos encargos por restrição de operação (ou por segurança energética) que centrais de outras tecnologias.

A Tabela 1 resume a proposta do presente P&D para as cinco categorias de ESS descritas acima. Ao longo do presente capítulo, seguindo melhores práticas internacionais, discutiremos o encargo “por restrição e operação” no contexto de pagamentos *constrained-on* (vide seção 5.5) e *constrained-off* (vide seção 5.6).

Tabela 1 – Tratamento dos ESS no modelo de formação de preços por ofertas

Encargo	Proposta
Por restrição de operação	Passa a abranger todas as tecnologias de geração, e a ocorrer somente mediante restrições operativas específicas, como descrito na seção 2.2

Por segurança energética	Pode ser reestruturado ou eliminado, a depender do mecanismo de segurança energética adotado (capítulo 3)
Por importação	Eliminado, uma vez que as ofertas de importação de energia passam a ser consideradas para a formação do PLD e do despacho.
Por serviços ancilares	Inalterado.
Por deslocamento hidráulico	• Por razão de restrições elétricas: unificado com o encargo por restrição de operação • Por razão de segurança energética: unificado com o encargo por segurança energética • Por razão de importação de energia sem garantia física: eliminado, pelo mesmo motivo que o encargo por importação

5.4 Princípios para determinação de encargos por restrições operativas

Como explicado previamente, a função dos encargos é remunerar custos que não estejam refletidos no PLD. Neste sentido, a implementação de um modelo de formação de preços por ofertas, associado ao mecanismo de liquidação dupla, permite reduzir as situações indutoras de encargos por dois motivos:

1. Uma vez que os agentes realizam ofertas de preços, é possível que eles incorporem dentro de suas ofertas custos e expectativas que, em um modelo de formação de preços por custos auditados, não eram reconhecidos pelo operador no momento de formar preços. Em outras palavras, se anteriormente dado custo operativo não estava sendo considerado no DESSEM e, portanto, não era refletido no PLD – podendo levar a ajustes operativos e tendo de ser remunerado via encargos –, basta que o agente ofertante o inclua dentro de sua oferta para obter uma remuneração adequada via PLD – sem necessidade de encargos.
2. Dentro de um mecanismo de liquidação dupla, a forma natural de liquidar eventuais diferenças entre a geração verificada em tempo real e a geração prevista no dia anterior é através do mercado de balanço – e não mais através de encargos. Considere, por exemplo, uma situação em que uma restrição operativa leva à operação em tempo real de uma térmica mais cara, cujo despacho não estava previsto *ex-ante*. Enquanto no modelo atual, a única forma desta térmica ser remunerada por seus custos seria através do pagamento de um encargo – equivalente à diferença entre o seu CVU e o PLD calculado *ex-ante* –, com a liquidação dupla, o custo desta geração térmica já poderia ser recuperado através do PLD *ex-post*, do mercado de balanço, sem a necessidade de encargos⁸.

O ponto 1 acima foi amplamente explorado no Entregável 1 (“Avaliação conceitual e estratégias de desenho”) e 3 (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”) deste projeto. Este é o motivo pelo qual, em um modelo de formação de preços por ofertas, não é necessário que o modelo computacional

⁸ Uma vez que o PLD *ex-post* é o preço da usina marginal do sistema, ele deve estar acima (ou ser igual) do CVU de todas as usinas que estejam em operação em tempo real. Portanto, a térmica que foi redespachada no exemplo acima receberia por sua geração o valor do PLD *ex-post* no mercado de balanço, que seria suficiente para recuperar seu CVU. No entanto, por imperfeições de modelos computacionais ou de procedimentos operativos, pode ser que ocorram exceções nas quais o CVU da térmica ainda seja superior ao PLD do mercado de balanço, o que é explorado na seção 5.8.4.

para cálculo de preços (no Brasil, o DESSEM) represente todas as restrições físicas do sistema sendo simulado – basta que os próprios agentes “traduzam” suas próprias restrições físicas em ofertas preço-quantidade⁹.

A formação de preços por ofertas não só permite reduzir as situações indutoras de encargos, como também depende desta redução para seu bom funcionamento. Isso porque, ao receber ou pagar um encargo, o preço observado por um agente¹⁰ deixa de ser o custo marginal da energia. Consequentemente, mesmo em um sistema em que não exista poder de mercado, os encargos podem distorcer os incentivos dos agentes e levar a ofertas que não sejam críveis. Esse fenômeno foi ilustrado no exemplo da seção 5.1, no qual a existência de um mecanismo de encargos distorcia a oferta realizada pelos agentes.

Portanto, o primeiro princípio que deve ser seguido para determinação de encargos é a **parcimônia**. Encargos devem ser entendidos, dentro de um modelo de formação de preços por ofertas, como uma exceção, e não como regra. O desenho de mercado deve ser constantemente aperfeiçoado para minimizar o pagamento de encargos, buscando alinhar os incentivos para que os agentes realizem ofertas críveis.

O segundo princípio, já mencionado anteriormente, é a **isonomia**, buscando não favorecer uma tecnologia em detrimento de outra. Por este princípio, os encargos por restrição de operação passam a ser aplicados a todos os agentes ofertantes, e não somente a agentes termoeletrônicos como ocorre hoje. Isso inclui também agentes hidrelétricos, que deixam de ter um tratamento diferenciado: o deslocamento hidráulico gerado por restrições elétricas passa a ser tratado pelas mesmas regras que o deslocamento térmico – que serão detalhadas adiante.

Um terceiro princípio é a **imparcialidade**. Ao formar o despacho e os preços, o DESSEM segue um critério imparcial: seleciona as usinas que tenham os menores custos operativos (dentro de um contexto de ofertas, isso significa escolher as ofertas mais baratas disponíveis), desde que se cumpram as restrições físicas representadas no modelo. Na ocasião de uma restrição elétrica que impeça o cumprimento do despacho proveniente do DESSEM – o que pode gerar encargos –, é necessário que a alteração que o ONS faça no programa de despacho siga, também, critérios claros e imparciais, buscando, na medida do possível, a opção mais econômica para viabilizar o despacho.

Se algum agente tiver tratamento preferencial ou puder influenciar os ajustes operativos que o operador venha a realizar, é possível surgirem oportunidades de manipulação do mercado. Ou seja, é possível que o agente se aproveite desta situação para obter um benefício (encargo) indevido ou excessivamente alto.

Na prática, o princípio de imparcialidade significa que eventuais ajustes operativos realizados pelo operador sobre o despacho resultante do DESSEM devem seguir critérios objetivos e transparentes – e devem ser evitados na medida do possível. Além disso, pode ser necessário uma revisão dos processos colaborativos que existem hoje para a consolidação do PDP, nos quais agentes privados podem influenciar nas decisões de redespacho tomadas.

⁹ Na seção 5.3 do Entregável 1, foi dado um exemplo que mostra como o agente pode incorporar restrições operativas em ofertas preço-quantidade. Mais especificamente, a restrição exemplificada foi a de número máximo de acionamentos.

¹⁰ “Preço observado” deve ser entendido como o valor total recebido (ou pago) por um agente dividido pela quantidade de energia entregue (ou recebida) por ele.

O quarto e último princípio que vale destacar é a **transparência**. É importante que o pagamento de encargos seja devidamente justificado. Restrições operativas que ocasionem diferenças entre o despacho instruído pelo ONS e o despacho resultante do DESSEM *ex-ante* (executado pela CCEE) devem ser comunicadas à sociedade. Sugere-se que o operador publique, junto com o PDP, um relatório explicando os ajustes operativos que foram aplicados e suas causas.

Vale ainda destacar um princípio que **não** está sendo buscado com o mecanismo de encargos, que é o de proteger os agentes contra eventuais prejuízos. O propósito dos encargos não é o de remunerar todo e qualquer custo incorrido pelos geradores. Afinal, um dos objetivos da implementação de um mecanismo de formação de preços por ofertas é a responsabilização dos próprios agentes por suas ações e decisões. Tal meta só pode ser alcançada se os agentes puderem sofrer penalizações financeiras. Em outras palavras, em um modelo de formação de preços por ofertas, o equilíbrio financeiro dos agentes passa a ser uma responsabilidade deles próprios, e não das instituições públicas do setor. Novamente, reforça-se a importância da parcimônia: o pagamento de encargos não deve ser generalizado para todas as situações que resultem em prejuízo dos agentes, mas deve restringir-se aos casos aplicáveis, que serão descritos na próxima seção.

5.5 Encargo constrained-on

Quais situações induzem encargos constrained-on?

Em um modelo de formação de preços por custos auditados, como o brasileiro, o cálculo de um encargo por restrição operativa é relativamente simples. Caso a geração de uma central seja requisitada para atender à restrição, ela é remunerada através de um encargo *constrained-on*, calculado como:

$$E_{on} = \max \{0, q_{on} \times (c - PLD)\}$$

em que:

- E_{on} é o encargo *constrained-on*, que deve ser pago pela CCEE ao agente, em R\$;
- $\max \{x, y\}$ representa o máximo entre dois números x e y ;
- q_{on} é a geração adicional da usina, que foi requisitada para atendimento da restrição, em MWh;
- c é o custo variável unitário do agente, em R\$/MWh (custo auditado);
- PLD é o preço do sistema, em R\$/MWh.

Essencialmente, a fórmula acima diz que o agente, ao ser acionado fora da ordem de mérito, deve ao menos recuperar o seu custo de produção. O que não for ressarcido através do preço de mercado (o PLD), vira um encargo que deve ser pago ao agente.

Note que, ao tentar aplicar a fórmula acima em um mecanismo de formação de preços por ofertas, o operador do sistema não tem acesso direto aos custos operativos das unidades geradoras. O único dado acessível a ele são as ofertas preço-quantidade realizadas pelos agentes. Portanto, para poder calcular o valor dos encargos, o operador necessita assumir que as ofertas dos agentes são iguais aos seus custos reais de operação – ou seja, a variável “ c ” das fórmulas acima deve ser substituída pelo preço advindo da oferta do agente que teve sua geração alterada.

Obviamente, tal hipótese (a de que as ofertas correspondem aos custos reais do agente) só será realmente válida caso os agentes sofram punições por blefar em suas ofertas – isto é, por informar um preço superior aos seus custos. Mas, como explicado na seção anterior, a própria existência de encargos pode tornar essa hipótese falsa. Em outras palavras, 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. Isso reforça o argumento de que encargos devem ser reduzidos ao mínimo possível, pois podem gerar situações de manipulação do mercado por agentes ofertantes e desincentivos ao *truth-telling*.

De preferência, situações nas quais o agente possa incorporar restrições operativas na própria oferta – por exemplo, no tema de indisponibilidade operativa, na qual o agente pode levar em consideração o risco de falhas ao calcular as próprias ofertas – não devem originar encargos. Já no caso de restrições de fluxo de potência, seria mais difícil do ponto de vista de um agente específico avaliar as condições operativas da rede como um todo no momento de elaboração de suas ofertas, o que justifica a possibilidade de encargos nessas circunstâncias – ainda que uma opção ainda melhor, mas que pode enfrentar barreiras computacionais, seria incorporar tais restrições de rede no DESSEM, de modo a evitar o ajuste.

Portanto, as únicas restrições operativas que levam a encargos *constrained-on* devem ser aquelas que não estão incluídas no DESSEM (mais precisamente, na rodada DESSEM da CCEE, que é usada para formar preços) e que os agentes não possam incorporar em suas ofertas, como explicado acima. Isto inclui, principalmente: (i) restrições por estabilidade de rede (controle de reativo, frequência etc.) e (ii) limites de fluxo em linhas internas a cada submercado, que não são consideradas na execução DESSEM da CCEE (mas são consideradas na execução do ONS).

Como calcular encargos *constrained-on*?

Nos casos aplicáveis – ou seja, naqueles em que a restrição causadora do ajuste operativo não está incluída no DESSEM e o agente que sofre o ajuste não poderia tê-la incorporado em suas ofertas – o encargo *constrained-on* seria dado pelas seguintes fórmulas:

$$E_{On} = \max \{0, q_{Bal} \times \min \{p_{of}(q_{Bal}), c_{estimado}\} - R_{DS} - R_{Bal}\} \quad (1)$$

$$R_{DS} = p_{DS} \times q_{ajuste} \quad (2)$$

$$R_{Bal} = p_{Bal} \times (q_{Bal} - q_{ajuste}) \quad (3)$$

em que:

- E_{On} é o encargo que deve ser pago pela CCEE ao agente, em R\$;
- q_{Bal} é a quantidade efetivamente gerada (medida), no mercado de balanço, em MWh;
- $p_{of}(q)$ é o preço exigido pelo agente para geração de uma quantidade q , segundo a oferta preço-quantidade submetida por ele, em R\$/MWh;
- $c_{estimado}$ é o preço máximo reconhecido a título de encargo *constrained-on* para a unidade geradora que receberá o encargo. É uma estimativa do operador acerca do custo do gerador, conforme delineado na seção 4.4, em R\$/MWh;
- R_{DS} é a remuneração que o agente teve no mercado do dia seguinte, em R\$;

- R_{Bal} é a remuneração que o agente teve no mercado de balanço, em R\$;
- p_{DS} e p_{Bal} são os preços no mercado do dia seguinte e no mercado de balanço, respectivamente, em R\$/MWh;
- q_{ajuste} é a geração ajustada do agente que receberá o encargo (ou seja, a quantidade resultante do PDP, após o ajuste operativo), em MWh;
- $q_{Bal} \times p_{of}(q_{Bal})$ seria o custo presumidamente incorrido pelo agente (supondo que a oferta do agente seja “crível”, ou seja, corresponde aos seus custos reais), em R\$;

Em palavras, a fórmula acima diz que, se o custo declarado pelo agente que sofreu ajuste operativo não é totalmente recuperado pela sua receita de mercado (contabilizando tanto a receita do mercado do dia seguinte como a do mercado de balanço) – ou seja, se $q_{Bal} \times \min\{p_{of}(q_{Bal}), c_{estimado}\} - R_{DS} - R_{Bal}$ é maior que zero – então haverá um encargo, a ser pago pela CCEE, cobrindo o prejuízo do agente. A fórmula também incorpora o mecanismo de mitigação de poder de mercado descrito na seção 4.4, que dificulta que um agente submeta uma oferta a um preço excessivamente alto, de modo a explorar a estrutura de encargos¹¹.

As fórmulas acima também mostram que o ajuste operativo altera o compromisso vinculante. Isto é, a quantidade de energia a ser considerada para efeitos do cálculo das receitas no mercado do dia seguinte passa a ser a quantidade ajustada (q_{ajuste}), após o redespacho ocorrido no processo de elaboração do PDP, ao invés da geração resultante do DESSEM. Essa alteração do compromisso vinculante deve ser realizada somente como parte do processo de determinação do despacho do dia seguinte (quaisquer revisões no programa ao longo do dia não são refletidas em q_{ajuste}) e devem refletir apenas ajustes operativos que gerem encargos. Em particular, ela não deve ser aplicada em casos em que o agente possa incorporar a restrição operativa dentro de suas ofertas. A seção 5.8 contém alguns exemplos que podem facilitar o entendimento do mecanismo.

Seguindo o princípio de isonomia, esta fórmula deveria ser aplicada a qualquer tecnologia, não só para termelétricas. No caso de ajustes na operação hidrelétrica (que modifiquem o aceite de créditos de reservatórios virtuais), os encargos devem ser calculados em base nos preços e quantidades ofertados no mercado de reservatórios virtuais. Neste sentido, seria desejável que eventuais ajustes no despacho hidráulico preservem as quantidades de créditos aceitas para cada reservatório virtual do sistema.

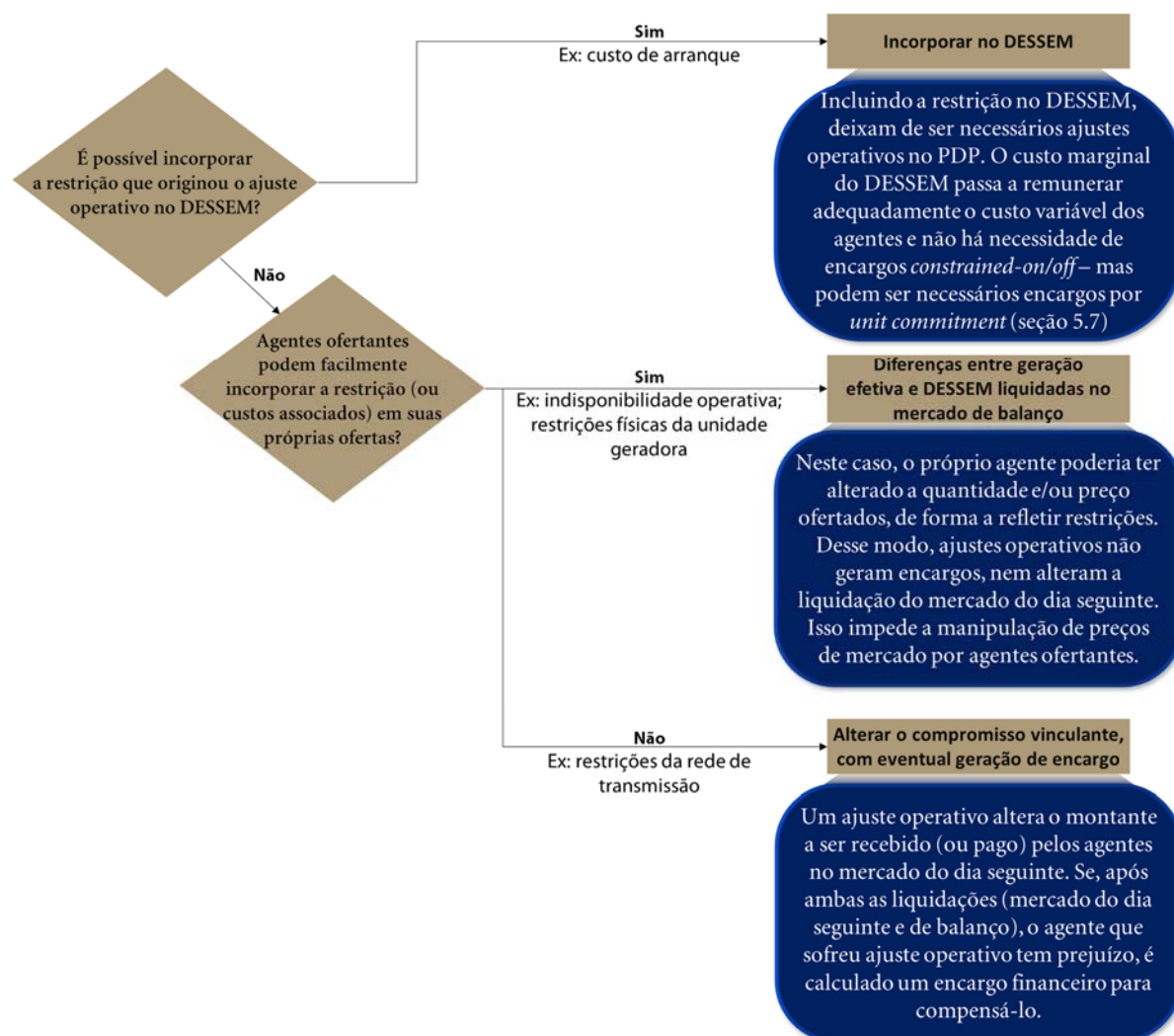
Novamente, vale salientar que encargos não devem ser aplicados a qualquer agente que tenha prejuízos, mas apenas no caso de restrições operativas que atendam aos critérios acima. É perfeitamente possível que um agente tenha prejuízos (matematicamente, $q_{Bal} \times \min\{p_{of}(q_{Bal}), c_{estimado}\} - R_{DS} - R_{Bal} > 0$), mesmo sem ter sofrido ajuste operativo algum, mas não receba encargo algum. Por exemplo, uma unidade solar que sobrestime a sua geração, vendendo energia em excesso no mercado do dia seguinte, terá de comprar esse excedente no mercado de balanço. Se o preço no mercado de balanço for maior

¹¹ Para ver isso, perceba que, se o preço considerado para cálculo dos encargos fosse simplesmente o declarado nas ofertas – ou seja, se $p_{of}(q_{Bal})$ fosse usado na fórmula ao invés de $\min\{p_{of}(q_{Bal}), c_{estimado}\}$ –, um agente que saiba que será redespachado e receberá um encargo *constrained-on* poderia aumentar o preço declarado indefinidamente, aumentando o valor a ser recebido. Com a fórmula acima, no entanto, não faria sentido algum aumentar o preço declarado acima de $c_{estimado}$. Daí surge também a importância de uma boa calibração de $c_{estimado}$, dado que se for um valor muito acima dos custos reais da usina, o agente ainda teria incentivos para aumentar o valor de sua oferta acima de seus custos reais de operação.

que o do mercado do dia seguinte, essa unidade terá prejuízo (e não receberá encargos) – o que serve de incentivo financeiro para que ela realize melhores previsões no futuro.

A Figura 8 resume a proposta delineada nesta seção, buscando responder “*como tratar uma dada restrição operativa?*” Em suma, a representação das restrições físicas do sistema no DESSEM deveria idealmente ser o mais fiel possível à realidade, de modo a minimizar a necessidade de ajustes operativos no PDP. É esperado que o próprio mecanismo de formação de preços por ofertas possa reduzir a necessidade deste tipo de ajustes, uma vez que os agentes podem internalizar em suas próprias ofertas de preços restrições que não estejam representadas no DESSEM (especialmente se for permitida maior flexibilidade no formato das ofertas, como um número maior de patamares para as curvas preço-quantidade). Por este mesmo motivo, ajustes operativos, quando ocorrem, deveriam gerar encargos financeiros somente naquelas situações em que o agente ofertante não tem capacidade de incorporar os seus custos associados nas próprias ofertas, o que geralmente ocorre no caso de limitações “sistêmicas” de rede.

Figura 8 – Tratamento de ajustes operativos por restrições elétricas e encargos *constrained-on*



5.6 Encargo *constrained-off*

No mercado brasileiro atual, em que os preços são formados por custos auditados, o cálculo dos pagamentos *constrained-off*, que ocorrem quando um agente tem sua geração reduzida em relação ao que estava previamente programado, funciona da seguinte forma (para as tecnologias que têm direito a este encargo):

$$E_{off} = q_{off} \times \max \{0, PLD - c\}$$

em que:

- E_{off} é o encargo *constrained-off*, que deve ser pago pela CCEE ao agente, em R\$;
- q_{off} é a redução da geração da usina (a diferença entre a geração previamente programada e a geração após ajuste), em MWh;
- PLD e c têm os mesmos significados dados acima na seção 5.5.

A ideia por trás do encargo *constrained-off* é garantir ao agente o lucro (receita infra-marginal) que ele receberia caso não houvesse ajuste operativo algum.

Dentro da proposta deste P&D de um modelo de formação de preços por ofertas no Brasil, o encargo *constrained-off* precisaria ser alterado (assim como foi descrito para o encargo *constrained-on*), com os seguintes objetivos:

1. adaptá-lo à existência de uma liquidação dupla, na qual existe o preço no mercado do dia seguinte e o preço no mercado de balanço;
2. Introduzir um mecanismo de mitigação de poder de mercado tal como o descrito na seção 4.4, de modo a reduzir eventuais oportunidades que os agentes tenham de se aproveitar da existência de encargos *constrained-off* para obter lucros indevidos;
3. Satisfazer o princípio de isonomia. Observa-se que atualmente no Brasil o encargo *constrained-off* recebe tratamentos distintos, a depender da tecnologia de geração. O encargo *constrained-off* para térmicas está incluído dentro da categoria de encargo por restrição de operação, enquanto hidrelétricas recebem o assim denominado encargo por deslocamento hidráulico. O pagamento *constrained-off* para eólicas, recentemente aprovado, obedece ainda a uma outra regra, enquanto outras centrais não recebem este encargo. Obedecendo ao princípio de isonomia, sugere-se a unificação destes encargos, dando o mesmo tratamento para todas as tecnologias;
4. Satisfazer o princípio de parcimônia. O princípio da parcimônia deveria ser ainda mais importante no caso de encargos *constrained-off* que encargos *constrained-on*, dado o seu alto potencial de desalinhar incentivos e distorcer ofertas, como exemplificado no exemplo da seção 5.1. Isto é, deve-se reduzir ao máximo o número de restrições que os originem.
5. Os objetivos 1 e 2 acima podem ser satisfeitos alterando a fórmula de cálculo do encargo.

Entretanto, adicionalmente à pergunta “*como calcular encargos constrained-off?*”, para a implementação do mecanismo é importante também responder à pergunta “*quais situações induzem encargos constrained-off?*”. Notamos que, para que a proposta deste P&D funcione, a definição dos eventos que geram *constrained-off* precisa, ao menos:

- Ser agnóstica à tecnologia de geração, aplicando-se a termelétricas, hidrelétricas, e outras fontes – de acordo ao objetivo 3 acima (princípio de isonomia). Entre outras implicações, isso significa que o encargo por deslocamento hidráulico deve ser tratado da mesma forma que o *constrained-off* para outras fontes;
- Assim como ocorre com encargos *constrained-on*, encargos *constrained-off* não poderiam ser aplicados no caso de restrições incorporáveis pelos agentes em suas próprias ofertas (ver Figura 8), pois isso distorceria enormemente os incentivos ao *truth-telling*;
- Se porventura ocorrer uma situação em que o agente produz mais em tempo real do que indicado pela otimização de mercado do dia seguinte (isto é, se $q_{Bal} \geq q_{DS}$), o encargo *constrained-off* também não deve ser aplicado. Isso porque, caso contrário, o agente que sofreu o ajuste operativo teria incentivos a sobrestimar o custo declarado em sua oferta de modo a aumentar o encargo a ser recebido. Ou seja, se $q_{Bal} \geq q_{DS}$, o mecanismo de mitigação de poder de mercado deixa de funcionar, abrindo grande espaço para manipulação de preços.

O exato conjunto de situações que induzem encargos *constrained-off* deve ser posteriormente determinado pelos entes reguladores, satisfazendo os 3 critérios acima. Quanto menor for esse conjunto, mais se satisfará o princípio de parcimônia (objetivo 4 acima), o que pode resultar em maior eficiência econômica, menores oportunidades de exercício de poder de mercado e redução de tarifas ao consumidor final.

Evidentemente, a solução mais parcimoniosa possível seria não implementar o pagamento *constrained-off* em nenhuma circunstância (o que de fato é o caminho adotado por alguns mercados internacionais, como explorado no Entregável 4). No outro extremo, a solução menos parcimoniosa possível (satisfazendo aos 3 critérios mínimos acima) seria que qualquer ajuste operativo levasse a pagamento de encargo *constrained-off* desde que: (i) esse ajuste não resultasse de restrições incorporáveis pelos agentes em suas ofertas; e (ii) $q_{Bal} < q_{DS}$. Essa seria provavelmente a solução mais próxima à estrutura atual de encargos no Brasil. Já a solução mais parcimoniosa seria aquela em que geradores não recebem nenhum pagamento *constrained-off* sob nenhuma circunstância, como ocorre em grande parte dos mercados internacionais com formação de preços por ofertas (como explorado no Entregável 4 deste P&D).

5.7 Encargo por unit-commitment

O encargo por *unit commitment* cumpre a função de pagar os custos fixos incorridos por geradores inflexíveis. Como esses custos não são diretamente proporcionais à geração, o preço marginal não os captura diretamente, havendo a necessidade de um pagamento adicional. Em alguns mercados, este encargo é também denominado pagamento *make-whole*.

Para calcular o encargo por *unit commitment*, somam-se os custos totais incorridos pelo gerador ao fim de um dia de operação (incluindo custos de *start-up*, que passariam a ser incluídos no DESSEM, como descrito na seção 2.2) e, se tais custos não são recuperados pela receita de mercado (considerando para cálculo de receitas tanto a receita no mercado do dia seguinte como no mercado de balanço), paga-se a diferença para o gerador.

Cabe observar que este encargo deve ser pago somente a usinas com restrições de *unit commitment*, que são fixadas na execução do DESSEM *ex-post* pela CCEE. Além disso, o encargo é calculado

posteriormente à operação, considerando os custos incorridos pelo gerador durante a operação efetivamente verificada da usina (não na operação programada no mercado do dia seguinte).

5.8 Exemplos

5.8.1 Encargo por restrição de fluxo de potência

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. Essas ofertas são inferiores ao custo estimado pelo operador ($c_{estimado}$ na fórmula (1) da seção 5.5). O consumidor (ou uma distribuidora ou comercializadora que o represente) fez uma oferta de compra de (até) 10 MW, declarando uma disposição a pagar de 1000 \$/MWh. Com estas ofertas, o DESSEM *ex-ante* (tanto da rodada realizada pela CCEE como a realizada pelo ONS) despacha somente 10 MW da térmica A (a opção mais barata para satisfazer a demanda de 10 MW, e cujo custo está dentro da disposição a pagar do consumidor) e fixa o preço do mercado do dia seguinte como sendo de 10 \$/MWh – correspondendo ao custo da térmica marginal (térmica A). Se não houvesse nenhum ajuste operativo, a térmica A receberia $10 [\$ / MWh] \times 10 [MW] = 100 [\$]$ no mercado do dia seguinte, pagos integralmente pelo consumidor.

Após avaliação mais detalhada do fluxo de potência (como parte do processo de finalização do despacho para o dia seguinte), o operador nota que a térmica A, na realidade, poderá gerar apenas 8 MW, pois uma geração superior comprometeria a qualidade da energia entregue. Consequentemente, no PDP constará uma produção de 8 MW pela térmica A e 2 MW pela térmica B.

Como visto acima, esse tipo de ajuste gera uma alteração do compromisso vinculante. Levando em consideração as quantidades do PDP para o cálculo da liquidação do mercado do dia seguinte, o montante a ser recebido pela térmica A não é mais de 100 \$, mas de $10 [\$ / MWh] \times 8 [MW] = 80 [\$]$. A térmica B, por sua parte, receberá $10 [\$ / MWh] \times 2 [MW] = 20 [\$]$. Não há alterações do pagamento do consumidor (ele segue tendo de pagar $10 [\$ / MWh] \times 10 [MW] = 100 [\$]$).

Em tempo real, o despacho efetivamente realizado resulta exatamente igual ao PDP (isto é, a demanda realizada foi efetivamente de 10 MW e as térmicas não apresentaram qualquer falha ou indisponibilidade), de modo que não haverá nenhum pagamento ou recebimento adicional por parte das térmicas do sistema no mercado de balanço – lembre que o montante de energia a ser liquidado no mercado em tempo real consiste na diferença entre o montante efetivamente verificado e aquele que já foi liquidado no mercado do dia seguinte (verifique as fórmulas (1) a (3) acima). Portanto, a arrecadação da térmica B, sem considerar encargos, seria de apenas 20 \$, que não são suficientes para cobrir seus custos de geração declarados (cujo valor é de $20 [\$ / MWh] \times 2 [MW] = 40 [\$]$). Esse prejuízo, por se originar de limitações da rede que dificilmente poderiam ser incorporadas nas ofertas da térmica B, deve ser remunerado através de um encargo adicional pago pelo consumidor, no valor de 20 \$¹².

A Tabela 2 resume os recebimentos e pagamentos de cada agente neste exemplo. Liquidações positivas representam recebimentos pelo respectivo agente, enquanto liquidações negativas representam

¹² Vale observar que, neste exemplo, não faria sentido o pagamento de um encargo *constrained-off* para a térmica A: uma vez que ela é a térmica marginal no DESSEM *ex-ante*, o ajuste operativo realizado sobre ela não alterou seu lucro líquido, que segue sendo nulo.

desembolsos. Similarmente, uma quantidade negativa (em MW) significa um consumo de energia (quantidades positivas representam vendas de energia).

Tabela 2 – Remunerações e pagamentos de cada agente no exemplo da seção

Agente	Mercado do Dia Seguinte				Mercado de Balanço			Encargos	Total com encargos
	DESSEM ex-ante		Quantidade PDP	Liquidação	DESSEM ex-post ¹³		Liquidação		
	Preço	Quantidade			Preço	Quantidade			
Térmica A	10 \$/MWh	10 MW	8 MW	80 \$	20 \$/MWh	8 MW	0 \$	0 \$	+80 \$
Térmica B		0 MW	2 MW	20 \$		2 MW	0 \$	+ 20 \$	+40 \$
Consumidor		-10 MW	-10 MW	-100 \$		-10 MW	0 \$	- 20\$	-120 \$

5.8.2 Encargo por congestão de linha (resolução espacial de preços)

Consideremos novamente o consumidor e as duas térmicas A e B do exemplo da seção 5.8.1, com as mesmas ofertas. As duas térmicas e o consumidor estão no mesmo submercado, mas em barras distintas. A térmica B, mais cara, está conectada na mesma barra do consumidor, enquanto a térmica A está conectada a esta barra por uma linha de 8 MW. Desta vez, não há nenhuma limitação com respeito ao fluxo de potência.

Uma vez que a execução do DESSEM *ex-ante* da CCEE não considera limites de linhas dentro de cada submercado, o despacho ótimo resultante será o mesmo que o obtido na rodada *ex-ante* do exemplo da seção 5.8.1: a térmica A, por ser mais barata, gerará os 10 MW requisitados para suprir o consumidor, enquanto a térmica B nada gera.

Como a execução do DESSEM pelo ONS considera limites de rede, surgirá uma diferença entre o despacho do ONS e o despacho da CCEE. Mais precisamente, a rodada do DESSEM do ONS contará com 8 MW da térmica A (reconhecendo que não é possível transferir mais que essa quantidade pela linha) e 2 MW da térmica B. Esta será a quantidade que constará no PDP. Dentro da proposta deste P&D, como o limite da linha de transmissão é uma restrição de rede, ela altera o compromisso vinculante e gera encargos.

Em tempo real, o despacho resulta igual ao PDP. A Tabela 3 resume os principais valores deste exemplo e remunerações dos agentes. Vale notar que ela é exatamente igual à Tabela 2, do exemplo da seção 5.8.1. De fato, em ambos os exemplos, as quantidades geradas e deslocadas pelo operador são iguais. A única mudança é o fato causador do deslocamento: enquanto no exemplo anterior a causa era a manutenção da estabilidade do sistema, no presente caso, passa a ser o limite de fluxo em uma linha.

¹³ Conforme explicado no Entregável 3 deste P&D (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”), nesta rodada DESSEM *ex-post*, a demanda seria fixada em 10 MW (igual ao valor efetivamente medido), enquanto a geração da térmica A, que foi deslocada pelo operador, deve estar sujeita a uma restrição que limite sua geração aos 8 MW instruídos pelo operador. Deste modo, o preço e a quantidade resultantes do DESSEM *ex-post* corresponderão às assinaladas na tabela.

Tabela 3 – Remunerações e pagamentos de cada agente no exemplo da seção

Agente	Mercado do Dia Seguinte				Mercado de Balanço			Encargos	Total com encargos
	DESSEM ex-ante (CCEE)		Quantidade PDP	Liquidação	DESSEM ex-post (CCEE)		Liquidação		
	Preço	Quantidade			Preço	Quantidade			
Térmica A	10 \$/MWh	10 MW	8 MW	80 \$	20 \$/MWh	8 MW	0 \$	0 \$	+80 \$
Térmica B		0 MW	2 MW	20 \$		2 MW	0 \$	+ 20 \$	+40 \$
Consumidor		-10 MW	-10 MW	-100 \$		-10 MW	0 \$	- 20\$	-120 \$

5.8.3 Indisponibilidade não gera encargos

Consideremos novamente o sistema com as térmicas A e B, que ofertam energia a 10 \$/MWh e 20 \$/MWh, respectivamente, e a demanda de 10 MW, com disposição a pagar até 1000 \$/MWh. Desta vez, as duas térmicas estão conectadas na mesma barra da demanda e não há qualquer problema de rede a ser considerado (não há congestão em nenhuma linha, nem questões de estabilidade de rede a serem consideradas). A rodada DESSEM *ex-ante* (tanto da CCEE como do ONS) novamente despacha somente a térmica A, resultando em um PLD no mercado do dia seguinte de 10 \$/MWh.

Desta vez, no entanto, a térmica A solicita ao operador, no momento de construção do PDP, a redução do seu despacho a 8 MW – ao invés dos 10 MW para os quais havia sido contratada –, declarando indisponibilidade de algum de seus geradores. Uma vez que a térmica A informa ao operador sobre essa eventualidade, é possível que este realize as adaptações necessárias no PDP (no caso acionar 2 MW da térmica B), mas o operador não pode mais ser responsabilizado pelo desvio entre o resultado do DESSEM e a quantidade que consta no PDP. Em outras palavras, não deveria haver, neste caso, alteração das quantidades vinculantes no mercado do dia seguinte.

Portanto, no mercado do dia seguinte, a térmica A receberá $10 [$/MWh] \times 10[MW] = 100 [\$]$ (repare que a quantidade a ser liquidada é de 10 MW, não mais de 8 MW, uma vez que o compromisso vinculante não foi alterado), enquanto a térmica B não recebe nada. A remuneração da térmica B ocorrerá integralmente no mercado de balanço (sem a necessidade de encargos): a execução do DESSEM *ex-post*, ao incorporar a indisponibilidade declarada pelo agente, resultará em um PLD para o mercado de balanço de 20 \$/MWh (o preço declarado pela térmica B, que passa a ser a usina marginal), de modo que a térmica B receberá $20 [$/MWh] \times (2 [MW] - 0 [MW]) = 40 [\$]$, o suficiente para remunerar seus custos de produção. Já a térmica A, responsável pela indisponibilidade, remunerará a térmica B, que a substituiu, pagando esses 40 \$ – calculados como $20 [$/MWh] \times (8[MW] - 10[MW])$.

Tabela 4 – Remunerações e pagamentos de cada agente no exemplo da seção

Agente	Mercado do Dia Seguinte				Mercado de Balanço			Encargos	Total com encargos
	DESSEM ex-ante		Quantidade PDP	Liquidação	DESSEM ex-post		Liquidação		
	Preço	Quantidade			Preço	Quantidade			
Térmica A	10 \$/MWh	10 MW	8 MW	100 \$	20 \$/MWh	8 MW	-40 \$	0 \$	+60 \$
Térmica B		0 MW	2 MW	0 \$		2 MW	40 \$	0 \$	+40 \$
Consumidor		-10 MW	-10 MW	-100 \$		-10 MW	0 \$	0 \$	-100 \$

5.8.4 Encargos por restrições de transmissão *ex-post* e mitigação de poder de mercado

Consideremos novamente o sistema com as térmicas A e B, que ofertam energia a 10 \$/MWh e 20 \$/MWh, respectivamente, e a demanda de 10 MW, com disposição a pagar até 1000 \$/MWh. Suponha, no entanto, que a térmica A oferta somente 10 MW (ao invés de 100 MW). Consideremos também a existência de uma térmica C, que declara um custo de 30 \$/MWh, mas o custo que o operador estima para essa térmica para fins de encargo (que denotamos acima $c_{estimado}$) é menor, de 25 \$/MWh.

Desta vez, não é feito nenhum ajuste operativo na fase de elaboração do PDP. A térmica A é posta para gerar 10 MW pelo DESSEM *ex-ante*, atendendo a toda a demanda, o operador não identifica nenhuma questão com o despacho do DESSEM que leve a intervenção, e as liquidações no mercado do dia seguinte são feitas segundo as saídas do próprio modelo DESSEM.

No entanto, em tempo real, ocorre um aumento da demanda de 5 MW. A forma mais econômica de atender a esse aumento de demanda seria despachar 5 MW da térmica B (dado que a térmica A já está sendo usada a plena capacidade). No entanto, a linha que conecta a térmica B à demanda já está congestionada, de modo que a térmica C é quem entra em operação e passa a gerar 5 MW. Digamos que as térmicas B e C pertencem ao mesmo submercado, de modo que a congestão que limita a produção da térmica B é capturada em uma representação com rede do modelo de otimização (mas não em uma representação agregada por submercado).

Se a rodada DESSEM *ex-post* não levar em consideração restrições de transmissão, o despacho no DESSEM *ex-post* será diferente do despacho real, acionando a térmica B, ao invés da térmica C, o que resulta em um preço para o mercado de balanço de 20 \$/MWh. A térmica C receberia, portanto, no mercado de balanço, $5 [MW] \times 20 [$/MWh] = 100 [\$]$. Como este preço não é suficiente para recuperar os custos da térmica C (que seriam, de acordo ao custo estimado pelo operador, de $5 [MW] \times 25 [$/MWh] = 125 [\$]$), seria necessário um encargo adicional, de 25 \$. A Tabela 5 resume o exemplo.

Note que esse encargo *constrained-on* seria justificável, por se dever a uma restrição operativa de rede, que a princípio não poderia ser incorporada nas ofertas da térmica C. No entanto, ele não se deve a ajustes operativos feitos no PDP, como nos exemplos anteriores, mas a imperfeições do modelo computacional usado para a liquidação do mercado de balanço.

Existem alternativas a esse encargo, tais como: (i) impor uma restrição no DESSEM *ex-post* de que a térmica B não pode ser acionada, o que levaria a um preço no mercado de balanço de 30 \$/MWh (acima de $c_{estimado}$) suficiente para cobrir os custos da Térmica C; (ii) usar um modelo com rede para a

execução do DESSEM *ex-post* (ver seção 6.2). Em ambas as alternativas, no entanto, a Térmica C teria a oportunidade de manipular preços de mercado (dado que, como ela é a usina marginal, o preço do mercado de balanço seria dado pelo valor de sua oferta), ganhando um valor acima de $c_{estimado}$.

Portanto, a limitação do valor a ser reconhecido para fins de encargo proposta neste P&D acaba servindo também como mecanismo de mitigação de poder de mercado para usinas localizadas em áreas de congestão de rede, impedindo que estas declarem custos muito acima de seus custos reais e manipulem os preços do DESSEM *ex-post*. Isso não impede que uma das duas alternativas citadas acima fosse adotada, podendo inclusive trazer benefícios – a alternativa (ii), inclusive, é utilizada em muitos mercados internacionais, principalmente nos que possuem preços nodais. Além disso, existem outras soluções para mitigar o poder de mercado nessas circunstâncias, como explorado no capítulo 4 – por exemplo, o *Three Pivotal Supplier Test* (TPST) realizado usando indicadores objetivos de mercado em tempo real.

Tabela 5 – Remunerações e pagamentos de cada agente no exemplo da seção

Agente	Mercado do Dia Seguinte			Mercado de Balanço				Encargos	Total com encargos
	DESSEM ex-ante		Liquidação	DESSEM ex-post		Geração efetiva	Liquidação		
	Preço	Quantidade		Preço	Quantidade				
Térmica A	10 \$/MWh	10 MW	100 \$	20 \$/MWh	10 MW	10 MW	0 \$	0 \$	+100 \$
Térmica B		0 MW	0 \$		5 MW	0 MW	0 \$	0 \$	0 \$
Térmica C		0 MW	0 \$		0 MW	5 MW	100\$	25 \$	+125 \$
Consumidor		-10 MW	-100 \$		-15 MW	-15 MW	-100 \$	-25 \$	-225 \$

6 ELEMENTOS DE DESENHO AGNÓSTICOS

Como evidenciado ao longo deste projeto, a mudança da formação preços por custos auditados para um modelo de precificação por ofertas impacta a percepção de incentivos dos agentes, exigindo um esforço adicional para mitigar eventuais distorções que possam ser causadas pelas características físicas e estruturais do sistema brasileiro, assim como relações de poder de mercado. Além disso, implica em alterações na atribuição de responsabilidades à CCEE e ao ONS. Desse modo, foi necessário, durante o desenho de mercado deste projeto de P&D, sugerir modificações sobre uma série de processos essenciais na dinâmica de formação de preços e nas decisões de despacho, como o estabelecimento de um sistema de dupla liquidação e a divisão dos direitos de propriedade em reservatórios virtuais.

Dito isto, é importante destacar que este projeto busca apontar mudanças exclusivamente sobre os temas que incontestavelmente trariam benefícios para a nova metodologia proposta. Esta escolha é uma tentativa de adaptar, da maneira mais simples possível, o novo método de precificação da eletricidade ao desenho de mercado vigente atualmente no Brasil. Há uma série de outros elementos de desenho que podem e merecem ser revistos, mas não são essenciais para a implementação da proposta deste P&D. O objetivo deste capítulo é chamar a atenção qualitativamente para estes elementos – que, embora não estejam dentro do escopo do presente projeto de P&D, podem representar oportunidades de melhora no mecanismo de despacho e formação de preços do sistema elétrico brasileiro e merecem estudos futuros mais aprofundados.

Com este paradigma, todos os elementos tratados neste capítulo são compatíveis com o modelo de preços por oferta – e eventuais mudanças nos paradigmas atuais podem ser implementadas tanto antes quanto depois da implementação de um mecanismo baseado em ofertas.

6.1 Preço nodal

A representação das redes de transmissão é uma decisão chave no desenvolvimento de um novo modelo de formação de preços de energia elétrica. Atualmente, no Brasil, a precificação ocorre por zona, com um preço para cada um dos 4 submercados. No entanto, a decisão de despacho pelo ONS é definida levando em consideração todas as restrições do sistema para resolver a otimização do despacho.

Um sistema com preços nodais é definido através da representação de todas as restrições de transmissão no cálculo dos preços e, portanto, é mais compatível com a realidade física do sistema. Apesar dos potenciais ganhos de eficiência que seriam gerados por sinais de preços mais aderentes com a realidade do mercado, essa escolha implicaria na necessidade de se criar mecanismos de compensação de custos e perdas por eventuais congestionamentos de rede, causados pela compra e venda de energia entre barras, estimulada pelas diferenças de preços. Além disso, o aumento da volatilidade nos preços, causada por alterações de demanda e oferta entre os nós, pode exigir mecanismos mais robustos de proteção contra flutuações por parte dos agentes.

A adoção de preços nodais no Brasil necessita ser estudada com mais profundidade, a fim de verificar se as vantagens superam as dificuldades de implementação citadas anteriormente. Este P&D mantém o paradigma de preços zonais (por submercado) no Brasil. Apesar disso, as ideias apresentadas ao longo do P&D são compatíveis com qualquer outra granularidade espacial de formação de preços e podem, inclusive, funcionar melhor sob um sistema de preços nodais, ainda que isso não possa ser afirmado neste projeto.

6.2 Formação de preço zonal com ou sem rede

No modelo de formação de preços por custos auditados vigente atualmente no Brasil, o ONS e a CCEE realizam rodadas do DESSEM de forma separada. Enquanto o ONS tem como objetivo definir o despacho ótimo para o sistema, a câmara de comercialização realiza esta simulação com o objetivo de calcular o preço da energia em cada submercado. Para isso, o ONS utiliza, na sua rodada, restrições de rede dentro de cada submercado e, portanto, considera fatores como congestão de linhas de transmissão na definição da geração ótima. A CCEE, por sua vez, utiliza o mesmo deck de dados do ONS para realizar a sua rodada do DESSEM. Entretanto, desconsidera a existência de redes de transmissão na definição dos preços de energia elétrica, o que configura uma incompatibilidade entre as duas atividades, que é corrigida por meio de encargos.

De acordo com o desenho proposto ao longo do projeto, o mecanismo de formação de preços por oferta implica em um formato de liquidação dupla, que acarreta uma necessidade de que os agentes responsáveis pela definição do despacho e pela formação de preços realizem rodadas com o DESSEM *ex-ante* e *ex-post* à geração. Como não há perdas significativas com a representação distinta das condições de rede utilizadas na metodologia do ONS e da CCEE, este P&D não propõe mudanças em relação à forma como estas simulações são feitas. Entretanto, vale destacar que a unificação desta representação, no formato utilizado hoje pelo operador, pode gerar benefícios, uma vez que tornaria a formação de preços mais aderente à geração e causaria redução de encargos pela mitigação dos desvios entre as rodadas.

6.3 Declaração de restrições operativas

Conforme mencionado no Entregável 3 e na seção 2.2, é desejável que as restrições operativas de agentes termelétricos sejam bem definidas na decisão de despacho, uma vez que a boa representação dos limites de produção destas usinas permite que o sistema melhore a otimização sobre a quantidade de energia que cada unidade geradora será designada a produzir.

Dito isto, está claro que quanto melhor for a representação das termelétricas sobre a sua flexibilidade operativa, mais bem direcionado será o despacho no referido modelo. Desse modo, é essencial que a periodicidade das declarações sobre estas restrições seja realizada de modo a evitar distorções no modelo, seja por estratégia de mercado ou pelo descasamento temporal entre a declaração e o despacho. Quanto menor forem os intervalos entre as declarações dos agentes, mais precisa a operação será em relação à realidade física apresentada no momento do despacho, mas maior será a possibilidade de exercício de poder de mercado. A própria precificação por oferta proposta neste P&D, por sua vez, gera incentivos para que os agentes forneçam dados operativos aderentes à realidade da sua capacidade de geração, estimulando a competitividade por parte dos ofertantes de usinas térmicas.

Apesar dos pontos levantados anteriormente, não há indicativos de que a declaração anual de restrições operativas vigente no Brasil seja insuficiente para o bom funcionamento de um mercado por ofertas que, como dito anteriormente, estimula, por si só, a competição e a melhor acurácia na declaração dos agentes. Desse modo, não faz parte do escopo deste projeto de P&D indicar alguma alteração na frequência com que os agentes devem atualizar a submissão destas informações – por exemplo, atualizações semestrais, como ocorre no PJM, trimestrais, como na Colômbia, ou mesmo diárias, como no CAISO –, ainda que, como visto anteriormente, isso possa, eventualmente, trazer melhoras para a eficiência do despacho programado.

6.4 Preço-piso (desde que reduzido)

Na seção 6.2 do Entregável 3 deste P&D destaca a importância da definição de preços piso e teto para garantir o bom funcionamento do mecanismo de preços por ofertas. Em um mercado competitivo, é esperado que os agentes realizem ofertas condizentes com os seus respectivos custos de geração de energia. Para isso, é necessário que a definição destes limites leve em consideração a variedade de tecnologias envolvidas no sistema brasileiro, bem como considere eventuais restrições ambientais ou distorções regulatórias para, enfim, garantir a compatibilidade do mercado com as ofertas realizadas pelos agentes.

Supondo que o novo modelo estabelecido seja capaz de mitigar relações de poder de mercado de modo eficiente, o preço piso a ser estipulado deve ser o mais próximo possível de zero, de forma que nenhum dos agentes seja obrigado a submeter ofertas maiores do que seu custo de geração. Por conta disso, foi proposto durante o desenvolvimento do desenho de mercado deste P&D a redução do patamar mínimo de preços das ofertas, de preferência para zero (ou um valor bem próximo a zero).

No entanto, vale lembrar que muitos dos mercados internacionais permitem preços negativos em mercados de energia, que geralmente são proporcionados por subsídios governamentais, restrições ambientais e excesso de geração renovável. Apesar de não fazer parte do escopo do presente P&D, ressalta-se que estudos adicionais podem indicar benefícios na adoção de um preço piso negativo no mercado brasileiro.

6.5 Introdução de um mercado de reserva

Enquanto na maioria dos mercados estudados pela teoria microeconômica existe a possibilidade de se estocar produtos para acomodar variações da demanda e da oferta, o mercado de energia elétrica necessita estabelecer uma equivalência quase perfeita entre a geração e a demanda devido à incapacidade de armazenar este produto a custo baixo e em grande volume para comércio posterior. Deste modo, o setor elétrico pode contar com uma oferta de segurança denominada mercado de reserva, responsável por acomodar eventuais choques e fornecer flexibilidade ao mercado. Este mecanismo de proteção é baseado na aquisição de capacidade excedente de fornecimento para adequar a geração em períodos de *stress*, sendo especialmente necessários em mercados que costumam apresentar incerteza na demanda e grande dependência da geração renovável.

Quando opta por oferecer um serviço de reserva, o gerador renuncia a parte da sua capacidade de geração, que poderia ser comercializada no mercado, para garantir o suprimento do sistema caso alguma eventualidade ocorra. Deste modo, é evidente que para garantir incentivos coerentes com as ações de segurança, o gerador deve ser remunerado de acordo com o seu custo de oportunidade em ofertar no mercado de reserva esta quantidade de energia. Este tipo de remuneração é compatível tanto com o modelo brasileiro atual de custos auditados quanto com a proposta de desenho de mercado de formação de preços por ofertas, em que os agentes poderiam submeter ofertas distintas entre o mercado de energia e o mercado de serviços ancilares, de modo a incorporar, neste último, os custos exclusivos do fornecimento desta garantia de geração.

Apesar disso, o mercado brasileiro atual não conta com uma precificação em tempo real de serviços ancilares, o que caracteriza um complicador para a inserção deste tipo de mecanismo no novo mercado de formação de preços por ofertas. A eventual inclusão desta prática no Brasil poderia ser de grande

proveito, uma vez que possibilitaria a competição de diversas tecnologias pelo fornecimento deste serviço, prestado hoje no mercado brasileiro exclusivamente por hidrelétricas. Desse modo, o fornecimento de energia poderia ser feito com um custo de operação menor sem que a qualidade fosse alterada.

Está claro, portanto, que o mercado de reserva é um tema pouco desenvolvido atualmente no Brasil, o que dificulta a implementação deste mecanismo de maneira simultânea ao desenvolvimento de uma nova metodologia de formação de preços. Por isso, este projeto não se propõe a detalhar e sugerir a adoção deste recurso de segurança energética em seu desenho de mercado, ainda que a implementação seja compatível com a metodologia descrita neste P&D.

6.6 Critério de alocação de cotas do MRE

Como pode ser verificado na formulação do desenho de mercado proposto para o mecanismo de preços por ofertas, a representação adequada dos direitos de propriedade de cada agente é um dos principais temas deste P&D, implicando, inclusive, na sugestão de mecanismos de reservatórios virtuais para eliminar as distorções que poderiam ser causadas caso os agentes envolvidos no MRE pudessem realizar ofertas simples de preço-quantidade, como é feito no caso das usinas térmicas.

Com este objetivo, o mecanismo de reservatórios virtuais sugerido utiliza fatores de proporcionalidade para repartir a quantidade de energia afluyente do MRE de acordo com a capacidade de geração de cada um dos agentes participantes. Pela simplicidade em adaptar a implementação dos reservatórios virtuais à realidade atual do modelo de despacho brasileiro, e para alinhamento dos incentivos, foi sugerido neste projeto que as cotas de participação designadas a cada agente no atual modelo do MRE fossem utilizadas para a divisão da energia afluyente e para a determinação da remuneração ponte a que cada um dos proprietários de usinas tem direito.

Atualmente, essas cotas são definidas a partir da garantia física de cada ativo hidrelétrico do MRE. No entanto, é reconhecido pelos desenvolvedores deste P&D que os critérios de garantia física são constantemente submetidos a críticas sobre a sua metodologia de cálculo. Por este motivo, ressaltamos que o uso da garantia física não é essencial para o desenvolvimento de um mercado que disponha de reservatórios virtuais, podendo ser substituído por qualquer outro fator que pareça adequado para a divisão da energia afluyente e a atribuição de direitos sobre a remuneração ponte paga aos agentes.

6.7 Frequência de liquidações financeiras

No modelo de formação de preços vigente, as liquidações realizadas no âmbito da CCEE ocorrem mensalmente, de maneira multilateral entre os agentes. A formalização destes compromissos financeiros é feita através de contratos multilaterais, em que os agentes devedores têm seus pagamentos agregados e repartidos entre os credores, de modo a reduzir significativamente a probabilidade de que algum agente deixe de receber montantes significativos da quantia a qual tem direito. Além disso, ainda há a possibilidade de que os participantes da CCEE firmem contratos bilaterais entre si, com condições livremente negociadas e liquidação financeira realizada diretamente entre as partes.

Durante as discussões do Entregável 5, foi esclarecido pelos participantes da CCEE a distinção que estes fazem entre os termos “contabilização” e “liquidação”. O primeiro é referente ao momento em que os agentes passam a ter o direito de receber o recurso financeiro e o último diz respeito ao momento do

pagamento em si. Dito isto, é interessante para a implementação do novo modelo de formação de preços que a liquidação seja realizada em intervalos de tempo superiores à contabilização, o que é benéfico para a liquidez dos agentes.

Desse modo, o modelo mensal de liquidações financeiras vigente no mecanismo de formação de preços atual já apresenta condições adequadas para o bom funcionamento de um mercado por ofertas, uma vez que a diferença da energia medida e contratada pelos agentes geradores, valorada de acordo com o PLD, é contabilizada de forma horária e a liquidação ocorre apenas ao final de cada mês. Além disso, é desejável que as liquidações ocorram com periodicidade igual aos pagamentos feitos pelos consumidores, dado que o descasamento entre os dois acontecimentos pode causar problemas de liquidez no mercado. Por esses motivos, este projeto não pretende discutir potenciais alterações na frequência e na forma com que as liquidações financeiras são praticadas, visto que a metodologia atual é compatível com o desenho de mercado proposto no modelo de preços por oferta e eventuais modificações não apresentam melhorias evidentes.

6.8 Mercados intradiários

A inclusão de mercados intradiários traz consigo vantagens e desvantagens que, inclusive, já foram discutidas anteriormente, no Entregável 1 deste P&D. Ainda que seja possível para o desenho de mercado proposto, este projeto não vislumbra incluir mais de duas liquidações financeiras, suficientes para mitigar eventuais manipulações de preços e manter a simplicidade do modelo, facilitando a implementação do mecanismo a partir das características do mercado brasileiro atual.

Apesar de não propor mudanças, a inclusão de uma quantidade maior de liquidações facilita a previsibilidade dos preços por parte dos agentes, dado que estes informam as suas ofertas de preço-quantidade com uma frequência maior, permitindo o ajuste das suas respectivas posições conforme se aproxima do tempo real. Desse modo, quando o mercado apresenta uma redução significativa da incerteza conforme se aproxima do despacho e dispõe de uma quantidade significativa de geradores *semi-flexíveis*, incapazes de mudar ofertas no *real-time* mas capazes de alterá-las com poucas horas de antecedência em relação ao despacho, os agentes tendem a estar menos expostos a fatores de risco, o que torna a implementação de mercados intradiários mais efetiva.

Recentemente, a discussão sobre a inclusão de mercados intradiários de energia em modelos de formação de preços por oferta tem crescido ao redor do mundo devido à expansão das renováveis. Este tipo de tecnologia apresenta uma previsibilidade maior no curto-prazo, em janelas de tempo de poucas horas, e, portanto, o aumento da frequência com que as liquidações ocorrem pode ser benéfico para mercados que disponham de uma grande quantidade de geradoras deste tipo. Isto se deve ao fato de que este modelo de liquidação dispõe de melhores condições de gestão de risco para estes agentes e acomoda as incertezas atreladas às ofertas a um custo menor.

Em teoria, aqueles que não desejarem reajustar as suas respectivas posições podem simplesmente continuar submetendo as mesmas ofertas até o mercado *day ahead* e, portanto, não haveria prejuízo a estes participantes. Entretanto, na prática, apesar dos benefícios listados anteriormente, a implementação de mercados intradiários implica em complicadores para o modelo de despacho, uma vez que pode exigir aumento da complexidade operacional e esforço computacional maior, além de eventualmente gerar ausência de liquidez no mercado caso a quantidade de liquidações propostas seja excessiva ao ponto de estimular os agentes a ofertarem quantidades fixas a cada liquidação.

6.9 Granularidade temporal

Desde janeiro de 2021, a granularidade da formação de preços para a energia elétrica no Brasil é de caráter horário e, por isso, foi sugerido ao longo do desenvolvimento do desenho de mercado deste P&D a manutenção desta característica para o modelo de precificação por oferta. Vale ressaltar que, assim como ocorre em outros mercados de energia elétrica, o modelo por oferta é plenamente compatível com outros intervalos de tempo para a formação dos preços. Entretanto, a implementação de um sistema mais granular exige uma série de complexidades adicionais causadas pelo aumento da frequência com que as contabilizações ocorrem.

Conforme descrito no Entregável 4, Visão Internacional, o mercado da Nova Zelândia, por exemplo, apresenta uma granularidade temporal para a formação de preços de 30 minutos. Já o mercado Ibérico, que apresenta uma participação de energia eólica de 25% e solar de 11%, está em transição de preços horários para preços em intervalos de 15 minutos. Em mercados como o Nord Pool, o PJM e o CAISO, a granularidade temporal dos preços varia inclusive entre o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real. Apesar dos três adotarem preços horários em seus respectivos mercados do Dia Seguinte, o primeiro apresenta formação de preços em intervalos de 15, 30 e 60 minutos para seu mercado intradiário, o segundo possui um mercado em Tempo Real cujos preços se alteram a cada 5 minutos, enquanto o último forma preços a cada 5 minutos no mercado em Tempo Real, e a cada quinze, em seu mercado intradiário.

Ainda que apresente alguma dificuldade de implementação, reduzir a granularidade temporal dos preços pode gerar benefícios para o mercado, uma vez que aproxima as ofertas dos agentes da realidade física do sistema naquele instante e reduz potenciais distorções econômicas, gerando um aumento de eficiência no modelo implementado. Por essa mesma razão, é essencial que o despacho possua a mesma granularidade temporal da formação de preços, sendo essa condição extremamente importante.

7 INSTRUMENTOS PARA OS RESERVATÓRIOS VIRTUAIS

Um elemento central da proposta de desenho apresentada para um mecanismo baseado em ofertas adaptado à realidade do sistema brasileiro são os reservatórios virtuais. Conforme apresentado na seção 2.3, este mecanismo implica em agentes submetendo curvas de oferta *diárias* para a água disponível (sejam afluências ou armazenamento nos reservatórios), que pode ser usada pelas hidrelétricas do sistema para a produção de energia. Além disso, como ilustrado pelas discussões apresentadas na seção 2.4, uma componente importante do mecanismo é o diálogo entre a representação dos reservatórios virtuais e a realidade física do sistema.

Os elementos centrais da implementação deste mecanismo, já apresentados no Entregável 3, são aprofundados nas subseções seguintes:

- Na seção 7.1, detalhes e especificidades no que diz respeito à formulação do problema e representação de funções auxiliares específicas;
- Na seção 7.2, elementos que dizem respeito à medição e à etapa de conciliação físico-virtual;
- Na seção 7.3, uma discussão sobre o papel da revisão de parâmetros do sistema hidrelétrico e como incorporá-la adequadamente ao mecanismo.

7.1 Especificações de funcionamento

Nota-se que, para a implementação do laboratório computacional desenvolvido no âmbito do presente P&D, foi necessário incorporar matematicamente a representação do mecanismo de reservatórios virtuais proposto no desenho conceitual. Consequentemente, a formulação do problema de otimização apresentado no Anexo 2 do Entregável 9 do presente projeto de P&D representa uma referência importante para dar concretude ao desenho de mecanismo proposto. Destacam-se em particular as equações de balanço hídrico, balanço de reservatórios virtuais, e correspondência físico-virtual, que compõem o coração do mecanismo de reservatórios virtuais. Nota-se que um paradigma importante do mecanismo proposto é que o problema de otimização do operador inclui tanto a representação das hidrelétricas físicas quanto a representação dos reservatórios virtuais – de modo que (i) o operador é efetivamente responsável por “distribuir” as decisões de esvaziamento dos reservatórios virtuais em operação de hidrelétricas físicas, (ii) os agentes são totalmente responsáveis, por meio de suas ofertas, por determinar o que ocorre com os reservatórios virtuais, e (iii) as decisões do operador no que diz respeito à operação do sistema hidrelétrico respeitam a realidade física do sistema (devido à sua representação explícita no problema de otimização).

Adicionalmente, as formulações do Entregável 9 incorporam também algumas especificações importantes que não haviam ficado totalmente claras no Entregável 3, das quais se destacam:

- A representação do funcionamento dos reservatórios virtuais quando há uma cascata que cruza a fronteira entre dois subsistemas: há neste caso uma transferência de armazenamento virtual do reservatório a montante para o reservatório a jusante (que pode, portanto, ser usado pelas hidrelétricas a jusante)
- A representação de duas variáveis de vertimento, de modo a distinguir entre o “vertimento comercializável” (que é remunerado aos agentes de reservatório virtual – por exemplo, em situações em que é necessário verter em uma usina a montante para disponibilizar água para

turbinamento em uma usina a jusante) e o “vertimento não comercializável” (que ocorre quando o volume armazenado em determinado reservatório atinge o máximo, e não é remunerado aos agentes).

Nota-se que a formulação escolhida para representar os dois tipos de vertimento é similar à utilizada em algumas representações de sistemas hidrelétricos para representar o “vertimento controlável” e “vertimento não controlável”. Trata-se apenas de uma analogia, entretanto: o conceito de “vertimento não controlável” visa representar uma realidade física de algumas usinas, cujo vertedouro só fica disponível para o vertimento quando a usina chega ao seu volume máximo; ao passo que o conceito de “vertimento não comercializável” tem raízes na representação *comercial* do problema e dos reservatórios virtuais.

Embora esta representação apresentada no Entregável 9 seja capaz de satisfazer a maior parte das dúvidas no que diz respeito ao funcionamento preciso do mecanismo, cabe ainda uma precisão no que diz respeito a algumas importantes funções utilizadas na notação adotada no Entregável 3. Visto que na representação do Entregável 9 foram incluídas apenas hidrelétricas com fator de produção linear (isto é, em que a função de produção é simplesmente proporcional à decisão de turbinamento), estas funções tinham comportamento relativamente simples que foi incorporado diretamente à formulação, o que não necessariamente será o caso na formulação realista do sistema elétrico brasileiro.

Em particular, destacam-se:

- A função G_h representa a curva de produção de cada hidrelétrica individual h , e é uma referência primordial para a função $\check{G}_h$. Ela recebe como inputs as variáveis de turbinamento, volume armazenado, e vertimento, e retorna uma geração hidrelétrica.
- A função G_h^* possui exatamente as mesmas características da função G_h , e representa uma *atualização* da curva de produção da hidrelétrica, de acordo com declarações do próprio agente proprietário da hidrelétrica física conforme discutido na seção 2.4.
- A função $\check{G}_h$ representa uma modificação da função G_h (e, analogamente, $\check{G}_h^*$ representa uma modificação da função G_h^*) que visa converter as variáveis de turbinamento, volume armazenado, e vertimento em uma quantidade de *reservatório virtual* – o que pode resultar em um valor diferente da conversão em geração física, particularmente se a curva de produção da hidrelétrica em questão é não linear.
- A função Φ_r recebe os volumes armazenados físicos de cada uma das hidrelétricas da zona de armazenamento r e retorna uma energia armazenada total para o reservatório virtual. Nota-se que, conforme apresentado no Entregável 3, esta mesma função pode ser utilizada também para a agregação das afluições físicas em determinado dia (uma vez convertidas em hm^3) e conversão em energia disponível para os reservatórios virtuais dos agentes.

Na formulação do Entregável 9, todas estas funções correspondiam simplesmente à multiplicação por um fator ρ_h (em $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$) para converter as unidades de volume de água físico em unidades de energia. Em uma formulação mais completa, entretanto, é necessário adicionar algumas precisões.

No que diz respeito à representação da função G_h (ou G_h^* , cujo comportamento é o mesmo), a curva de produção de cada hidrelétrica é construída inicialmente a partir de uma série de funções características (envolvendo curva colina, polinômio cota-volume, polinômio de altura do canal de fuga, e outros

parâmetros) que descrevem a operação física da usina. Esta função é então convertida em uma função convexa representada por uma série de segmentos m , conforme ilustrado na equação (4). Nota-se que a formulação é apresentada de acordo com a notação do Anexo 2 do Entregável 9 (onde $w_{ht}^U, w_{ht}^S, w_{ht}^F$ representam, respectivamente, o turbinamento, vertimento comercializável, e vertimento não comercializável da hidrelétrica h na hora t). Embora a tarefa de determinar cada um dos coeficientes α para cada hidrelétrica e segmento seja trabalhosa, já é algo dominado pelos modelos do sistema brasileiro.

$$g_{ht} = G_h(w_{ht}^U, w_{ht}^S, w_{ht}^F, v_{ht}^H) \Rightarrow g_{ht} \leq \alpha_{hm}^0 + \alpha_{hm}^U \cdot w_{ht}^U + \alpha_{hm}^S \cdot w_{ht}^S + \alpha_{hm}^F \cdot w_{ht}^F + \alpha_{hm}^V \cdot v_{ht}^H \quad \forall m \quad (4)$$

Um parâmetro importante, como discutido anteriormente, é o fator de produção ρ_h da usina, que representa quantas unidades de energia ela é capaz de produzir com uma unidade de água. A equação (5) apresenta uma formulação consistente para ρ_h que pode ser determinada para qualquer curva de produção genérica: nota-se que ρ_h neste caso é uma função das variáveis de turbinamento e volume, e que o parâmetro se torna independente das variáveis de vertimento unicamente porque a definição de ρ_h convencionava vertimento igual a zero. Conhecendo esta função e o turbinamento máximo $\bar{u}_h$ da hidrelétrica h , é definido então o coeficiente de produção auxiliar $\check{\rho}_h$ conforme apresentado na equação (6): este nível de operação ótimo depende apenas das características físicas da usina e tende a ser entre 50% e 100% do nível de turbinamento máximo $\bar{u}_h$, dependendo do tipo de turbina. Nota-se que o coeficiente $\check{\rho}_h$ representa o ponto de operação em que a hidrelétrica possui máxima eficiência operativa (isto é, máximo aproveitamento dos seus recursos hídricos para conversão em energia) – e, portanto, é de se esperar que uma operação eficiente do sistema leve as hidrelétricas a operar próximas deste ponto ótimo sempre que possível. Nota-se ainda que $\check{\rho}_h$ é inteiramente determinado pelo formato da função G_h , de modo que é trivial determinar coeficientes análogos para representações alternativas da curva de produção (em particular, G_h^*).

$$\rho_h(u, v) = \frac{\partial}{\partial u} G_h(u, 0, 0, v) \quad (5)$$

$$\check{\rho}_h(v) = \max_{0 \leq u \leq \bar{u}_h} \rho_h(u, v) \quad (6)$$

Munidos do parâmetro $\check{\rho}_h$, a expressão de $\check{G}$ adota um formato bastante simples, conforme indicado na equação (7). Nota-se que a maior parte da complexidade e não-linearidades estão incorporadas na definição de $\check{\rho}_h$ (que sintetiza toda a informação relevante da função G_h), com as componentes de turbinamento e vertimento comercializável sendo multiplicadas linearmente para resultar em uma quantidade de energia (e o vertimento não-comercializável w_{ht}^F sendo excluído deste cálculo). Nota-se que a função $\check{G}_h$ é utilizada na equação de correspondência físico-virtual, enquanto a função G_h é utilizada para determinar o montante físico de energia produzida. Consequentemente, o fato de um fator de produção constante ser utilizado na definição de $\check{G}_h$ representa um incentivo à operação eficiente das hidrelétricas: sempre que uma hidrelétrica operar fora do ponto ótimo, ela terá um coeficiente de produção $\rho_h(u, v)$ mais baixo, mas ainda precisará comprar reservatório virtual como se sua produtividade fosse máxima. Isto não penaliza as hidrelétricas (já que a queda de produtividade também seria refletida nos preços *spot* da energia), mas corrobora a lógica de que o operador deve buscar uma operação eficiente das hidrelétricas físicas ao distribuir no tempo e no espaço as ofertas de reservatório virtual recebidas dos agentes.

$$\check{G}_h(w_{ht}^U, w_{ht}^S, w_{ht}^F, v_{ht}^H) = \check{\rho}_h(v_{ht}^H) \cdot (w_{ht}^U + w_{ht}^S) \quad (7)$$

Finalmente, cabe definir a função Φ_r , que representa a energia total armazenada em determinado sistema. No caso de uma única hidrelétrica, esta função pode ser obtida como uma extensão natural da expressão de $\check{G}_h$ (omitindo as conversões de unidades), conforme apresentado na equação (8). Visto que de um modo geral o fator de produção tende a ser crescente em função do volume, esta função Φ_r^1 para um único reservatório tende a crescer mais rápido do que linearmente em função do volume, premiando volumes mais elevados (de forma consistente com a realidade física). Nota-se ainda que esta expressão da equação (8) corresponde ao máximo de energia que poderia ser gerada caso o reservatório, partindo do volume inicial v_0 , fosse esvaziado até zero (admitindo que nenhuma nova afluência chega).

$$\Phi_r^1(v_0) = \int_0^{v_0} \check{\rho}_h(v) \cdot dv \quad (8)$$

Embora seja trivial transformar esta função de agregação para representar múltiplos reservatórios isolados (bastando somar as contribuições de cada reservatório individual para o armazenamento agregado), no caso das cascatas há uma pequena complexidade adicional. Isto porque a água armazenada em uma hidrelétrica a montante pode ser usada para gerar também nas hidrelétricas a jusante – por isso, na formulação apresentada no Anexo 2 do Entregável 9, foi incluído nesta representação o fator de produção acumulado ρ_h^C no lugar do fator de produção simplesmente. Adicionalmente, há a questão de qual será a trajetória de esvaziamento adotada: quando se tem dois reservatórios com volumes v_1 e v_2 , há múltiplos caminhos possíveis para o esvaziamento até zero destes dois reservatórios (podendo envolver, por exemplo, esvaziar primeiro o reservatório 1, primeiro o reservatório 2, ou qualquer combinação). Cada uma destas trajetórias de esvaziamento levaria a representações ligeiramente diferentes de Φ_r no caso geral, já que dependeriam do volume v ao qual estariam cada uma das hidrelétricas da cascata para efeito de cálculo de $\check{\rho}_h$. Consequentemente, no lugar de descrever a função Φ_r no caso geral com uma expressão matemática explícita, utilizamos um algoritmo para determiná-la:

- Inicializa-se todas as hidrelétricas do sistema aos volumes $v_1, v_2, \dots, v_N$
- Constrói-se um problema de otimização para maximizar a energia gerada total do sistema hidrelétrico, em um número pré-definido de períodos e sem nenhuma nova afluência
- O resultado deste problema de otimização é a energia armazenada total do sistema associada aos volumes $v_1, v_2, \dots, v_N$.

Nota-se que é possível explorar formas de tornar este problema de otimização auxiliar mais eficiente, especialmente considerando que ele seria resolvido múltiplas vezes ao dia (em preparação para as rodadas *day-ahead* e *real-time* do modelo de despacho e como parte da etapa de conciliação físico-virtual).

7.2 Medição de hidrelétricas e o processo de conciliação

Uma preocupação destacada no Entregável 3 e na seção 2.4 é a importância de se manter a compatibilidade entre a realidade física e a representação dos reservatórios virtuais. Com este fim, foi proposto que a medição dos reservatórios físicos deveria ser realizada *diariamente*, de modo a ajustar os créditos de reservatório virtual de todos os agentes para torná-lo sempre compatível com a realidade física.

Embora esta frequência de medição possa ser de fato um ideal a ser alcançado, na prática dificilmente ela poderia funcionar de forma tão direta. Há desafios no que diz respeito à atividade de medição, podendo levar a medições indisponíveis, incorretas, ou imprecisas (como bem sabem os operadores do sistema), e mesmo algumas decisões aparentemente inócuas como o horário em que é feita a medição do volume armazenado podem levar a diferenças significativas – que se traduziriam em fluxos financeiros importantes entre agentes do sistema.

Consequentemente, de modo a viabilizar a implementação prática do mecanismo, propõe-se a realização de *duas* etapas de conciliação: uma *conciliação preliminar* realizada diariamente e uma *reavaliação* realizada com frequência um pouco menor (por exemplo, semanalmente ou mensalmente). Idealmente, a reavaliação deve acontecer antes que seja fechada a liquidação financeira do mercado na CCEE (processo que atualmente ocorre uma vez por mês), permitindo assim uma linha de defesa adicional para corrigir eventuais problemas antes de consolidar os fluxos financeiros dos agentes.

O objetivo da *conciliação preliminar* é simplesmente um recálculo da energia de reservatórios virtuais com base nos volumes armazenados físicos obtidos pelo próprio modelo de otimização. Nota-se que, devido às características da representação dos reservatórios virtuais (algumas das quais foram destacadas na seção 7.1), nem sempre haverá equivalência entre os volumes de reservatório físico e as alocações totais de reservatório virtual ao final de cada dia. Entretanto, é possível utilizar a função Φ_r para determinar qual o volume de reservatório virtual que deveria corresponder ao armazenamento físico encontrado pelo problema de otimização ao final do dia, e realizar a conciliação com base nestes valores. Nota-se que exatamente esta representação do procedimento de conciliação preliminar foi implementada no Laboratório Computacional (Entregável 8).

Alguns dos principais motivos para o surgimento de desvios ao longo do dia (corrigidos pela conciliação preliminar) são:

- A existência de vertimentos não comercializáveis, que fazem com que o volume físico ao final do dia seja inferior ao esperado pela equação de balanço (assim penalizando os agentes que não venderam seus créditos de reservatório virtual na iminência do vertimento)
- O fato de que a conversão das aflúências em energia armazenada de reservatório virtual não poderia, a rigor, ser somada diretamente ao montante total de créditos de reservatório virtual de cada agente, devido às não-linearidades envolvidas. No mecanismo proposto, a conversão das aflúências é tal que esta componente de conciliação tende a ser *positiva*, contribuindo para os agentes com um aumento no seu volume armazenado ao final do período.
- A não-linearidade da função de produção em função do turbinamento, vertimento, e volume – devido à representação do problema, pode haver pequenos desvios que fazem parte do risco do negócio.

Nota-se que parte do risco do negócio de atuar no mercado de reservatórios virtuais pode temporariamente envolver também absorver outros tipos de incerteza (embora este arranjo não seja ideal). Entretanto, nenhum desses tipos de incerteza – tais como a incerteza na representação da função de produção de algumas hidrelétricas físicas, ou a incerteza nas aflúências – é adequadamente capturada pela conciliação preliminar, que depende unicamente dos resultados do modelo matemático. A correção de desvios deste tipo é parte da segunda etapa de conciliação, ou *reavaliação*.

O objetivo da reavaliação é realizar uma análise *ex post* dos balanços hídricos ao final de determinado período, comparando os resultados de medição efetiva dos reservatórios (bem como medições de variáveis como o turbinamento, aflúências, e vertimento, sempre que estiverem disponíveis) com os resultados esperados do problema de otimização diário. Algumas das principais perguntas a serem avaliadas são:

- Existe algum tipo de divergência crescente? Por exemplo, algum reservatório cujo volume medido em campo demonstra-se sistematicamente inferior (ou superior) ao volume esperado pelo problema de otimização? Deve-se atentar em particular para divergências sistemáticas para reservatórios virtuais completos (afetando, por exemplo, o conjunto de reservatórios do Nordeste), já que estes têm impactos mais diretos sobre os fluxos financeiros dos agentes.
- Existe suspeita de erro sistemático de previsão nas aflúências (em particular na representação *real time*)? Nota-se que há no mecanismo algumas proteções inerentes contra erros de previsão, como por exemplo o fato de que o operador pode revisar suas previsões de aflúência entre o mercado *day-ahead* e o mercado *real-time* e o fato de que os agentes têm incentivo a fazer ofertas aderentes à sua melhor previsão da realidade mesmo que exista algum viés nas previsões submetidas pelo operador. Ainda assim, erros de previsão adicionam ruído ao sistema e aumentam a barreira à entrada de novos agentes, de modo que devem ser combatidos.
- Houve algum agente com comportamento “suspeito” na evolução dos seus reservatórios, em particular com compras e vendas muito significativas ou realização de um padrão “zigzague”, com os reservatórios esvaziando e enchendo em dias consecutivos? Embora este tipo de comportamento não seja um problema por si só, pode ser uma evidência de que os agentes encontraram meios de realizar algum tipo de arbitragem sobre o mecanismo e merece investigação.

Nota-se que as atribuições da etapa de reavaliação são mais vagas – ao contrário da etapa de conciliação preliminar, em que há uma série de divergências *esperadas*, na etapa de reavaliação se o sistema estiver funcionando bem os desvios deveriam ser sempre iguais a zero. Consequentemente, recomenda-se que a responsabilidade pela etapa de reavaliação caiba à entidade responsável pelo monitoramento de mercado (como discutido na seção 4.5).

Nota-se que, ao menos nos primeiros meses ou anos da implementação do mecanismo, é desejável evitar que haja muitas reconciliações por consequência da etapa de reavaliação. Isto porque, caso os agentes acreditem que há algum viés no mecanismo (ainda que esta crença não seja justificado), eles podem adotar comportamentos que levariam a custos mais elevados no longo prazo – por exemplo, manter um nível de armazenamento mais baixo na região Sul simplesmente por antecipar um maior risco de conciliação posterior nesta região. Idealmente, cada uma das fontes de desvio sistemático na representação do balanço de reservatórios virtuais em comparação com a realidade física deve ser identificada e isolada – como destacado anteriormente (por exemplo) no caso das incertezas nas previsões de aflúência e na curva de produção hidrelétrica – e o operador deve ser capaz de identificar as fontes dos desvios e apresentar pontos de melhora para minimizar o risco de novas conciliações futuras (de forma análoga à proposta apresentada na seção 3.2.5).

De uma forma geral, devido à própria natureza do problema físico é de se esperar que algum tipo de desvio possa continuar a existir mesmo no longo prazo – embora, com o passar do tempo, o mecanismo

possa também ganhar credibilidade caso se mostre de fato robusto e os agentes percebam que tanto desvios “para cima” quanto desvios “para baixo” são igualmente prováveis. Ao chegar a este ponto, a realização de conciliações como parte do procedimento de reavaliação pode ser aceita pelo mercado como parte inerente do risco do negócio, e podem mesmo ser realizadas com alguma frequência. Desde que seja impossível prever o momento em que a conciliação for realizada e desde que os montantes de ajuste sejam pequenos, a distorção nos incentivos será mínima e não comprometerá o bom funcionamento do mecanismo por ofertas. Entretanto, a hipótese de credibilidade por parte do mercado é bastante forte – de modo que, ao menos nos primeiros anos, é recomendável evitar a realização de conciliações por meio do procedimento de reavaliação para que esta confiança possa ser construída.

Um mecanismo alternativo para a etapa de reavaliação, no lugar dos ajustes proporcionais, seria a comercialização de reservatórios virtuais para conciliação das diferenças. Este mecanismo seria análogo ao apresentado na seção 3.2.4, com atuação do operador do sistema como comprador sempre que o armazenamento virtual total do sistema estivesse superior à realidade e como vendedor sempre que o contrário fosse verdade. Neste mecanismo, a conta de armazenamento do operador do sistema seria a única afetada pela conciliação físico-virtual, preservando portanto os reservatórios virtuais de outros agentes. Embora tal prática possa parecer atraente, particularmente caso seja implementado o mecanismo de segurança de suprimento apresentado na seção 3.2.4, a dificuldade está nos incentivos. No mecanismo em que os próprios agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais devem arcar com os desvios físico-virtual, esses agentes têm um incentivo a minimizar esses desvios e identificar fontes de erros de previsão. Em contraste, caso o consumidor seja efetivamente o “garantidor” da compatibilidade físico-virtual (já que o encargo pela compra de reservatórios virtuais para corrigir desvios seria direcionado aos consumidores), os incentivos seriam muito mais fracos – e alguns agentes poderiam buscar até mesmo estratégias para ativamente extrair valor desses desvios. Desta forma, a recomendação é que, embora este mecanismo de conciliação “com compensação” possa ser implementado em um período de transição até que o mecanismo ganhe credibilidade, tais eventos devem ser vistos como excepcionais, e a proposta de implementação no longo prazo deve ser a conciliação sem compensação.

7.3 Revisão estrutural de parâmetros

Como apresentado na seção 7.1, a quantidade de energia armazenada nos reservatórios virtuais do sistema é função não apenas dos volumes físicos, como também dos parâmetros operativos físicos da usina (sintetizados na componente ρ). Isto significa que deve ser dado algum tipo de tratamento para a possibilidade de revisão nos parâmetros físicos – o que teria implicações em particular para a representação da energia armazenada do sistema. Nota-se que há implicações também para a flexibilidade que as hidrelétricas teriam para informar mudanças nos seus parâmetros operativos, como discutido na seção 2.4. Devido às implicações que tais revisões podem ter para a representação dos reservatórios virtuais para o sistema como um todo, fica evidente que este mecanismo discutido na seção 2.4 deve ser destinado principalmente a pequenos ajustes e/ou aplicações temporárias depois de trabalhos de atualização de máquinas geradoras (por exemplo) até que o novo fator de produção da hidrelétrica possa ser validado. Além deste mecanismo, é importante a introdução de um processo mais completo que denominamos revisão estrutural.

Para ilustrar a necessidade de um procedimento de revisão estrutural, tomemos uma usina com ρ igual a 1 GWh/hm³ (historicamente), com um armazenamento de 500 hm³ (500 GWh em unidades de

energia). Em determinado momento, esta usina atualiza o seu fator de produção para $\rho^* = 2$. Isto implica que na verdade há 1000 GWh armazenados no reservatório da usina (e não mais 500 GWh), o que não é devidamente considerado nas representações do problema. Evidentemente, é desejável criar incentivos para que o proprietário da hidrelétrica invista em melhoras do seu fator de produção e informe o operador – entretanto, caso a energia armazenada não seja também atualizada, a representação estará incompleta.

Existem diferentes situações que podem levar a revisões estruturais na representação do sistema hidrelétrico, tais como:

- Mudanças de topologia das cascatas, tipicamente com a entrada de uma nova usina
- Nova batimetria dos reservatórios hidrelétricos, levando a uma nova representação do polinômio cota-volume e consequentemente afetando as medições físicas de volume armazenado
- Novos esforços de medição para ajustar a curva de produção da hidrelétrica em função do turbinamento e outras variáveis
- Troca de equipamentos (como exemplificado anteriormente)

Nota-se que, em todas as ocasiões, a consequência é similar: a capacidade de energia armazenável nos reservatórios virtuais deve ser revisada, e deve ser feita uma alocação entre os agentes participantes. Entretanto, ao contrário do mecanismo de conciliação discutido na seção 7.2, em que era necessário distribuir a responsabilidade entre um grande número de agentes, no caso de revisões estruturais em geral há um agente que naturalmente deve ser “premiado” ou “responsabilizado” pela mudança – correspondendo ao próprio agente que resultou na revisão dos parâmetros físicos.

Como consequência da revisão estrutural de parâmetros, o agente envolvido em geral perceberá três principais mudanças:

- Uma mudança significativa no seu montante armazenado nos reservatórios virtuais, já que a diferença entre o volume armazenado calculado com os parâmetros anteriores e o volume armazenado calculado com os novos parâmetros deve ser alocado ao agente “causador” da mudança. Nota-se que em alguns casos excepcionais (como um exercício de medição demonstrando que a usina possui coeficientes de produção ou volume de reservatório inferiores ao esperado), um agente pode ficar com um valor negativo de créditos de reservatório virtual, sendo necessário negociar com as autoridades um prazo para regularizar a sua situação.
- Uma revisão no seu coeficiente de produção representado junto ao operador do sistema, para que seja localizado em algum ponto entre o coeficiente de produção anterior ρ e o novo ρ^* . Nota-se que manter o coeficiente de produção no ponto em que estava anteriormente levaria a uma dupla contagem dos benefícios do gerador hidrelétrico, já que há conversões deste ganho em lucro com o recebimento de uma grande quantidade de energia armazenada (como apresentado no item anterior) e aumento na participação do MRE (como apresentado no item a seguir). Entretanto, como forma de fortalecer o incentivo a melhorias no fator de produção das hidrelétricas do sistema, seria possível selecionar algum ponto intermediário entre os dois fatores de produção, no lugar de revisá-lo imediatamente para ρ^* . Uma exceção é no caso de

revisão para baixo no coeficiente: quando $\rho^* < \rho$, provavelmente a escolha mais adequada é atualizar o fator de produção para o novo valor medido com mais acurácia ρ^* .

- Uma revisão no coeficiente de participação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Embora não esteja em discussão a metodologia de cálculo desses coeficientes (vide seção 6.6), é de se esperar que com a revisão da produtividade do gerador possa haver um aumento na sua participação do MRE. Nota-se que a definição do novo coeficiente de participação deve ser função do fator de produção ρ selecionado como nova referência (como discutido no item anterior): desta forma, um agente que negocia uma pequena revisão no fator de produção (ainda distante do verdadeiro novo coeficiente ρ^*) tem um ajuste mais modesto na sua participação do MRE, enquanto um agente que aceita que o fator de produção atualizado representado junto ao ONS seja igual a ρ^* pode aumentar mais significativamente sua participação no MRE.

Nota-se que o mecanismo é construído de forma que os outros agentes (participantes no MRE e no mecanismo de reservatórios virtuais mas não causadores da revisão estrutural) sejam muito pouco afetados. Embora o coeficiente do MRE de todos eles seja alterado minimamente como apresentado no terceiro item acima, esta mudança no coeficiente seria contrabalanceada pelo aumento da geração no MRE induzida pelo novo coeficiente de produção atualizado. A exceção, novamente, é no caso de revisões para baixo por consequência de novas medições: todos os outros agentes devem perceber um pequeno ganho com a redução das cotas do MRE do agente cujo coeficiente ρ foi revisado para baixo, já que tal mudança não representa uma realidade física do sistema e sim uma correção de distorções.

As revisões para baixo, em geral, não acontecerão por iniciativa dos agentes proprietários das usinas hidrelétricas (já que estes se beneficiam da distorção representada pelos parâmetros oficiais). Consequentemente, deve caber ao agente regulador tomar esta iniciativa, lançando programas de validação dos parâmetros operativos que coloquem o ônus da prova nos agentes individuais. No processo de implementação do mercado baseado em ofertas, este risco deve ser levado em consideração – possivelmente até condicionando a participação no novo mercado baseado em ofertas a uma revisão dos parâmetros operativos (o que na prática representa dar um bônus aos agentes que contribuírem com a representação mais acurada dos parâmetros). No longo prazo, admitindo que a maior parte dos agentes tem seus parâmetros bem-calculados, os próprios agentes do MRE têm incentivos para apoiar as iniciativas de medição e validação de parâmetros de modo a eliminar os *free-riders*.

8 CONCLUSÕES

O presente relatório apresentou o *desenho detalhado* do modelo de despacho e formação de preços baseado em ofertas proposto para a implementação no Brasil. Neste sentido, o presente relatório representa um aprofundamento dos principais elementos trazidos no Entregável 3 de desenho conceitual, além de introduzir uma série de mecanismos auxiliares novos e necessários para o bom funcionamento do modelo.

Destacam-se os seguintes elementos da proposta conceitual levantada para o Brasil:

- **Representação física do sistema.** A mesma representação do modelo de otimização inclui informações comerciais de ofertas submetidas pelos agentes e características físicas do sistema (restrições operativas, ambientais, rede elétrica, etc)
- **Custos declarados.** Parâmetros das curvas de oferta e demanda vindos de declarações de agentes (curva da ordem de mérito construída de forma descentralizada)
- **Recomendações do operador.** O operador provê “sugestões” não intrusivas de oferta preço-quantidade para cada gerador e demanda, que agentes têm a liberdade de seguir ou não
- **Reservatório virtual de energia.** Novo mecanismo adaptado à realidade brasileira, compatível com o MRE e com as complexas cascatas do sistema brasileiro, mas fundamentalmente baseado em ofertas (com incentivos compatíveis)
- **Liquidação dupla.** Elemento importante da proposta de mecanismo para garantir o alinhamento dos incentivos para que os agentes digam a verdade (melhorar a qualidade das previsões)

O objetivo deste relatório é menos de trazer um direcionamento para as escolhas de desenho a serem realizadas (que já haviam sido consolidadas no Entregável 3) e mais detalhar algumas formulações e funcionamentos de mecanismos auxiliares de grande importância para dar robustez ao desenho proposto.

- **Monitoramento de mercado.** Atividade contínua importante para identificar e evitar abusos de poder de mercado.
- **Segurança energética.** Discussão de mecanismos que sejam compatíveis com os sinais de preço de mercado e evitando atuação arbitrária do operador. Além de mecanismos emergenciais (que sempre precisariam existir), pode-se estudar a implementação de um preço mínimo compulsório ou compra centralizada de reservatórios virtuais pelo operador.
- **Encargos.** Recomenda-se que os encargos sejam aplicados de forma isonômica a todas as tecnologias, somente para restrições elétricas (não incorporáveis pelos próprios agentes em suas ofertas), caso o agente não recupere seus custos (estimados) nos mercados do dia seguinte e balanço. Também se recomenda a eliminação do encargo por importação e a revisão de processos colaborativos para a formação do PDP.
- **Limites de preço e de oferta.** Além da importância de aumentar o preço-teto e reduzir o preço-piso (para zero ou inferior), destacam-se os mecanismos para mitigação de poder de mercado por meio de limites às ofertas de preço das térmicas e dos vendedores de reservatório virtual.

- **Instrumentos para reservatório virtual.** Foram discutidos elementos para o tratamento das conciliações físico-virtual, incentivos, e revisão estrutural de parâmetros de uma forma que preserve os incentivos aos agentes em suas diferentes funções (ofertante de reservatório virtual, participante do MRE, proprietário de usina física).

9 REFERÊNCIAS

- Balbontín, P. (2004). La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria. In *Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral del siglo XXI*. CEPAL. <https://doi.org/10.3989/arbor.2000.i653.1000>
- Barroso, L. A., Granville, S., David, P., & Veiga, Á. (2003). Contratação e Aversão ao Risco no Despacho Competitivo da Geração. *XVII SNPTEE*.
- CCEE. (2021). *Regras de Comercialização: Encargos - Versão 2021.1.0*.
- Gutiérrez, H. (2021). El Gobierno califica de “escandaloso” el vaciado de embalses por parte de Iberdrola para producir energía más barata. *El País*, 1–12. <https://elpais.com/economia/2021-08-13/teresa-ribera-investigara-el-vaciado-de-embalses-por-parte-de-iberdrola-para-producir-energia-mas-barata.html>
- Lino, P., Barroso, L. A. N., Pereira, M. V. F., Kelman, R., & Fampa, M. H. C. (2003). Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*, 120(1–4), 81–97. <https://doi.org/10.1023/A:1023322328294>
- Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E., & Moreno, R. (2020). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148(October 2020). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>
- Nazaré, F., Cunha, G., & Bastos, J. P. (2019). Uma metodologia para ofertas de preços no Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e impactos. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Springer, Boston, MA. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*.
- Wolak, F. A. (2020). *Wholesale Electricity Market Design*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Wolak, F. A., Graf, C., & Pera, E. La. (2021). *Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges*.

10 ANEXO 1: GLOSSÁRIO

ANA	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAISO	Operador do Sistema elétrico da Califórnia
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGH	Central Geradora Hidrelétrica (com tamanho ainda mais reduzido que PCHs)
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CSS	Conta de Segurança do Sistema
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
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
EAC	Energia Armazenada Crítica
EER	Encargos de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço de Sistema
GFOM	Geração fora da ordem de mérito
GW	Gigawatt (corresponde a 1000 MW, ver abaixo)
GWh	Gigawatt-hora (corresponde a 1000 MWh, ver abaixo)
HHI	Índice de Herfindahl-Hirschman, métrica para avaliar concentração de mercado
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de 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
PLDx	Valor calculado anualmente pela CCEE, correspondendo ao custo do deslocamento da geração hidráulica
PMC	Preço Mínimo Compulsório
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RSI	<i>Residual Supply Index</i> , métrica para avaliar concentração de mercado
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TPST	<i>Three Pivotal Supplier Test</i> , métrica para avaliar concentração de mercado
VMA	Valor Marginal da Água