

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

P&D ANEEL PD-00403-0050/2020

**Entregável 9: Estudos de caso com o laboratório  
computacional**

Preparado para



Dezembro 2021

## Conteúdo

|     |                                                                      |    |
|-----|----------------------------------------------------------------------|----|
| 1   | Introdução .....                                                     | 3  |
| 1.1 | O projeto de P&D .....                                               | 3  |
| 1.2 | O presente relatório .....                                           | 4  |
| 1.3 | Estrutura do relatório .....                                         | 5  |
| 2   | Funcionalidades do laboratório computacional.....                    | 6  |
| 2.1 | Jogo de mercado: participantes e “wizards” .....                     | 6  |
| 2.2 | Etapa de aferição .....                                              | 7  |
| 2.3 | Etapa de oferta .....                                                | 9  |
| 2.4 | Etapa de execução .....                                              | 11 |
| 2.5 | Etapa de liquidação.....                                             | 14 |
| 3   | Reservatórios hidrelétricos no modelo por ofertas.....               | 22 |
| 3.1 | Despacho centralizado de reservatórios hidrelétricos .....           | 22 |
| 3.2 | Convertendo a função de custo futuro em uma oferta .....             | 24 |
| 3.3 | Individualizando as curvas de oferta de reservatório virtual .....   | 26 |
| 3.4 | Implementação prática do <i>wizard</i> de ofertas hidrelétricas..... | 27 |
| 4   | Estratégias de oferta em sistemas exemplo.....                       | 31 |
| 4.1 | Sistema puramente termelétrico .....                                 | 31 |
| 4.2 | Sistema contendo hidrelétricas com reservatório .....                | 43 |
| 5   | Análises com o sistema brasileiro .....                              | 56 |
| 5.1 | Construção da base de dados .....                                    | 56 |
| 5.2 | Obtenção do estado estacionário .....                                | 59 |
| 5.3 | Ofertas dos agentes .....                                            | 61 |
| 5.4 | Resultados .....                                                     | 64 |
| 6   | Conclusões .....                                                     | 68 |
| 7   | Referências .....                                                    | 70 |
| 8   | Anexo 1: Glossário .....                                             | 71 |
| 9   | Anexo 2: Formulação da representação do sistema.....                 | 72 |
| 9.1 | Variáveis do problema.....                                           | 73 |
| 9.2 | Formulação do problema de otimização.....                            | 77 |
| 9.3 | Etapa de conciliação .....                                           | 80 |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 O projeto de P&D

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

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

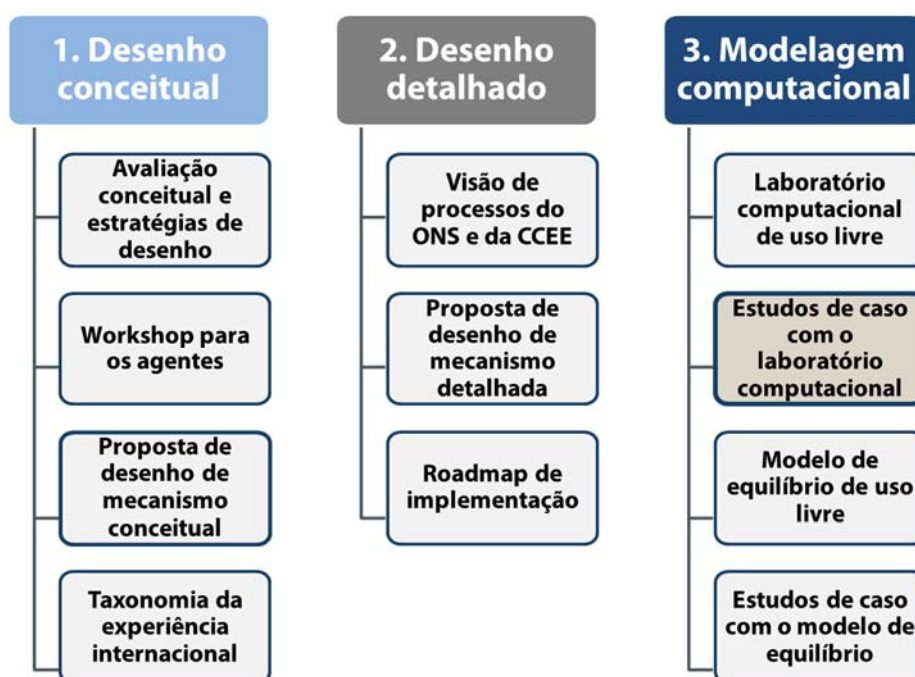
Neste contexto, a Engie como contratante, contando com o apoio do ONS e da CCEE como cooperadas técnicas, iniciou em março de 2020 o projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020, intitulado “Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil”. Este processo terá como executora a PSR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

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

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

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

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



## 1.2 O presente relatório

Este relatório corresponde ao nono entregável do projeto de P&D, intitulado “Estudos de Caso com o Laboratório Computacional” e faz parte da terceira fase do Projeto, dedicada à modelagem computacional do despacho por oferta. O entregável tem como objetivo simular computacionalmente o comportamento dos agentes em um modelo em que o despacho e a formação de preços são baseados em ofertas. Neste tipo de modelo, os agentes realizam ofertas preço-quantidade de acordo com suas próprias estratégias de mercado, seus respectivos custos de produção de energia elétrica e o valor atribuído à água por cada um dos ofertantes.

Este documento está diretamente ligado ao Entregável 8 do projeto, “Laboratório Computacional e Uso Livre”, uma vez que depende diretamente do software desenvolvido pela PSR para a análise dos casos exemplos expostos ao longo deste relatório. O material do Entregável 8, inclusive manuais de uso e programa em código aberto, podem ser encontrados no seguinte repositório on-line: <https://bitbucket.org/psr/bidbaseddispatch.jl/src/master/>. Nota-se que o modelo baseado em ofertas implementado no software desenvolvido e discutido no presente relatório são baseados no desenho fundamental do funcionamento do mecanismo de ofertas apresentado no Entregável 3, “Proposta de Desenho de Mecanismo Conceitual”.

Com base nestas considerações, este relatório descreverá as funcionalidades básicas do laboratório computacional, que simula o despacho por ofertas, e o utilizará para analisar diversos estudos de caso. Os estudos de caso selecionados buscam melhorar o entendimento do leitor acerca do funcionamento do modelo de formação de preços por ofertas e suas consequências no que diz respeito à operação física do sistema e estratégias dos agentes de mercado. Nota-se que na prática a determinação da estratégia de equilíbrio para os agentes de mercado é mais complexa devido à interdependência entre eles (isto é, a estratégia do Agente 1 afeta a estratégia do Agente 2, que por sua vez volta a afetar a estratégia do Agente 1). Este tipo de influência será avaliado em mais detalhe no Entregável 11, “Estudos de caso com o Modelo de Equilíbrio”.

Este entregável também discute a utilização do laboratório computacional para simular o sistema brasileiro, que seria um dos principais objetivos deste trabalho – viabilizar que agentes da sociedade como um todo possam explorar o funcionamento do modelo de despacho por oferta aplicado à realidade brasileira de forma realista.

### **1.3 Estrutura do relatório**

Além desta introdução (capítulo 1), este relatório está organizado da seguinte forma:

- O capítulo 2 trata das funcionalidades do modelo computacional desenvolvido no Entregável 8, descrevendo as etapas que envolvem desde a definição dos dados de entrada do modelo até a descrição formal das simulações e liquidações.
- O capítulo 3 apresenta discussões fundamentais a respeito do tratamento que deve ser dado às hidrelétricas com reservatório na modelagem de um mecanismo baseado em ofertas, uma base teórica importante para os estudos de caso subsequentes.
- O capítulo 4 apresenta o resultado dos estudos de caso realizados para alguns “sistemas exemplo”, escolhidos de modo a simplificar ao máximo as variáveis selecionadas e chamar a atenção para os efeitos do modelo baseado em ofertas sobre os resultados do mercado.
- O capítulo 5 explora alguns resultados para uma rodada do modelo envolvendo parâmetros aproximando a realidade física e econômica do caso brasileiro.
- Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões.

## 2 FUNCIONALIDADES DO LABORATÓRIO COMPUTACIONAL

Este capítulo apresentará as principais funcionalidades do laboratório computacional desenvolvido no escopo do presente P&D, necessárias para compreender os estudos de caso que serão explorados nos seguintes capítulos. Esta ferramenta, que corresponde ao Entregável 8 do presente projeto, pode ser obtida no seguinte repositório on-line, que também contém manuais de usuário que descrevem o passo a passo para a sua instalação e utilização: <https://bitbucket.org/psr/bidbaseddispatch.jl/src/master/>. Vale salientar que o laboratório computacional se encontra em código aberto, permitindo aos usuários o desenvolvimento de novas funcionalidades. É importante destacar ainda que todas as simulações apresentadas ao longo do presente relatório foram realizadas utilizando a versão 0.1.0 do *software*.

### 2.1 Jogo de mercado: participantes e “wizards”

O objetivo do laboratório computacional é simular diferentes estratégias de elaboração de ofertas no mercado elétrico e calcular os equilíbrios de mercado resultantes, considerando regras de mercado em linha com o estabelecidas no desenho fundamental (Entregável 3 do presente projeto de P&D). Para isso, os usuários assumem o papel de agentes do setor elétrico, com seus correspondentes ativos do sistema (centrais térmicas, hidrelétricas e renováveis não convencionais). Cada usuário pode submeter suas próprias ofertas de preço-quantidade e o programa calcula o equilíbrio de mercado resultante – isto é, determina quais ofertas serão aceitas e seu impacto no despacho do sistema e liquidações financeiras.

O jogo de mercado simulado pelo laboratório computacional pode ser entendido como dividido em quatro etapas – que serão explicadas em detalhes nas próximas seções:

1. **Etapla de aferição:** o usuário recebe informações sobre as condições de mercado e a “melhor informação disponível” a respeito dos outros agentes ofertantes. Por exemplo, o usuário tem acesso aos custos operativos de seus ativos de geração, a expectativas de geração renovável e de demanda, aos custos estimados das outras unidades geradoras termelétricas do sistema, etc. No “mundo real”, essa etapa corresponderia à disponibilização de uma série de informações por parte do operador para os agentes do mercado, fundamentais para que os agentes montem suas estratégias de oferta.
2. **Etapla de oferta:** baseado nas informações disponibilizadas na etapa de aferição, o(s) usuário(s) elabora(m) ofertas preço-quantidade e as submetem para o *software*. Esta etapa de oferta pode ser realizada manualmente pelos usuários ou automaticamente por *wizards* que realizam um procedimento pré-programado a partir dos dados disponibilizados na etapa de aferição. *Wizards* nada mais são do que “robôs” (programas computacionais) que elaboram ofertas em nome de um dado agente, seguindo regras pré-determinadas.
3. **Etapla de execução:** o programa então calcula o equilíbrio de mercado resultante das ofertas recebidas (independentemente de tais ofertas serem originadas dos usuários ou *wizards*). Em linha com a função objetivo da formulação do problema apresentada no Anexo 2 (capítulo 9), o laboratório computacional escolhe aquelas ofertas que ofereçam o melhor custo-benefício para o sistema e que garantam o atendimento da demanda. A saída desta etapa de execução são todas as variáveis de decisão correspondentes ao despacho físico do sistema (geração por usina,

intercâmbios regionais, decisão de esvaziamento dos reservatórios), bem como as variáveis duais que representam os preços marginais.

4. **Etapas de liquidação:** a última etapa é o cálculo das liquidações financeiras, isto é, os pagamentos e recebimentos de cada agente – e em particular, do(s) usuário(s) – resultantes do(s) aceite(s) das ofertas e do despacho físico realizado.

Usualmente, todo o procedimento descrito acima é realizado para cada *dia* do horizonte de estudo – o que pode ser simulado pelo laboratório computacional selecionando a opção “Human”, modalidade que representa cada dia individualmente. Entretanto, de modo a analisar períodos mais longos do que um único dia, é possível também selecionar a opção de execução “Computer”, que simula uma série de interações (cada uma com duração de um único dia). Quando todos os agentes de mercado envolvidos são representados por *wizards* (conforme detalhado na seção 2.3), a atualização das estratégias de oferta dos agentes pode ser feita de forma automática, de modo que esta opção de execução permite rapidamente calcular consequências de mais longo prazo das estratégias de oferta dos agentes.

As características do sistema – unidades geradoras existentes, topologia da rede, cenários de demanda e geração renovável, propriedades hidrológicas, proprietários dos ativos físicos do sistema, etc. – são parâmetros de entrada para o programa, sendo possível, portanto, simular tanto sistemas elétricos reais como fictícios. Vale destacar que a introdução de dados sobre a configuração do sistema elétrico corresponde a uma etapa *anterior* à etapa de aferição, que não é incluída no passo a passo descrito acima por não fazer parte da dinâmica que ocorreria na prática entre os agentes e o operador (principal foco do laboratório computacional). Ainda assim, esta etapa anterior, de responsabilidade exclusiva do operador, é crucial para a realização de simulações realistas – e evidentemente, diferentes configurações afetam profundamente os resultados de equilíbrio, como será explorado no capítulo 4. A inserção de dados do problema, além de dados básicos sobre a configuração do sistema elétrico (centrais elétricas, linhas de transmissão, centros de demanda, e outros ativos físicos) compreende também a relação entre ativos físicos e agentes participantes – que determina para quais ativos o agente é responsável por submeter ofertas.

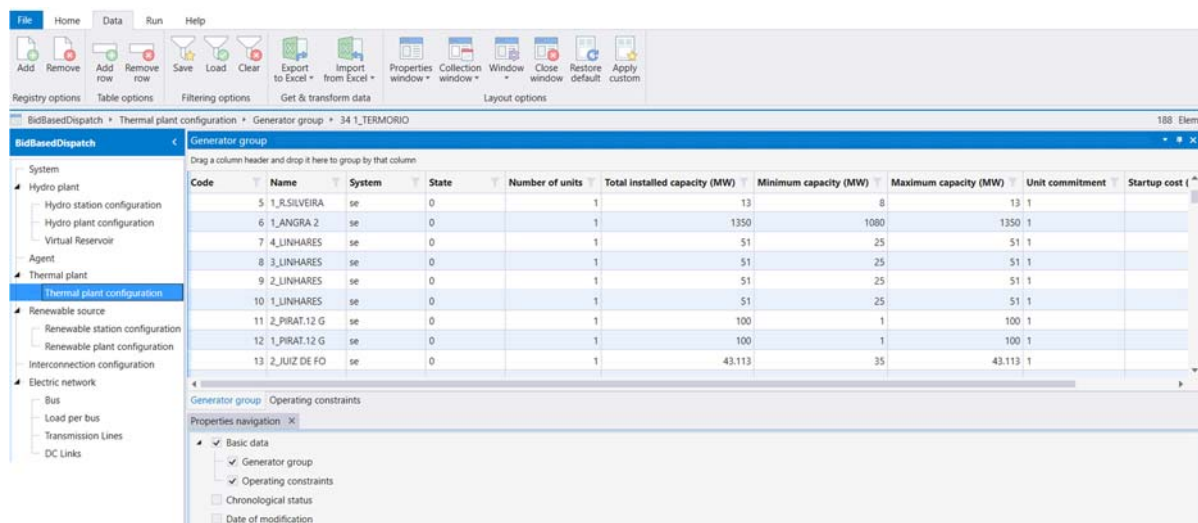
Em resumo, o sistema elétrico a ser simulado terá uma série de unidades geradoras, com seus respectivos agentes proprietários. As ofertas realizadas por cada um desses agentes podem ser calculadas por *wizards* ou inseridas pelos próprios usuários (daqui em diante denominados **participantes**). Neste sentido, é possível que vários usuários sejam postos para competir entre si, cada um deles submetendo ofertas em nome de um dos agentes do mercado simulado, ou que um único usuário submeta ofertas em nome de diferentes agentes – com o intuito de avaliar, por exemplo, as consequências para o mercado de os agentes se comportarem de acordo a dada estratégia que se pretende estudar.

## 2.2 Etapas de aferição

Nesta etapa, são disponibilizadas ao usuário informações sobre o sistema elétrico em estudo, nas quais ele pode se basear para elaborar a sua oferta. Essas informações representam uma série de dados que o operador do sistema disponibilizaria para os agentes ofertantes na operação real do sistema, com a adoção de um mecanismo de formação de preços e despacho baseado em ofertas para o Brasil. Na prática, os dados de entrada podem ser acessados pela interface do laboratório computacional ou os

arquivos de entrada podem ser editados diretamente (formato<sup>1</sup> CSV que pode ser facilmente manipulado, por exemplo, por uma ferramenta como o Excel).

**Figura 2 – Interface do laboratório computacional**



Dentre os dados aos quais o usuário tem acesso estão os seguintes:

- Informações básicas sobre o sistema elétrico, como centrais de geração, linhas de transmissão, cascatas de hidrelétricas e reservatórios virtuais<sup>2</sup> existentes;
- Informações de concentração de mercado – isto é, os principais agentes de mercado e os ativos em sua posse, incluindo suas posições nas contas de reservatórios virtuais;
- Oferta térmica disponível e estimativas de custos das centrais do sistema. Note que estas informações se baseiam na “melhor informação” que estaria disponível ao operador do sistema como um auxílio para que os agentes montem suas estratégias de oferta – embora na prática, o despacho e a formação de preços seriam construídos a partir das ofertas estratégicas dos agentes (e não as estimativas de custos);
- Previsões de geração das centrais renováveis não despacháveis do sistema, de afluentes nas bacias hidrológicas e de demanda elétrica. No desenho de mecanismo proposto para o mercado elétrico brasileiro, haveria previsões centralizadas dessas variáveis, realizada pelo operador, que seriam, então, disponibilizadas a todos os agentes do mercado. Assim como no caso das térmicas, não é necessário que as ofertas dos agentes sigam essas previsões centralizadas;
- Informações relevantes para a construção de uma curva de valor da água “recomendada” pelo operador do sistema, como será explorado no capítulo 3. Nota-se que a estratégia de oferta dos

<sup>1</sup> O leitor pode encontrar mais informações sobre este formato de arquivo no manual de usuário do software, entregue em conjunto com o Entregável 8 e também disponível no endereço <https://bitbucket.org/psr/bidbaseddispatch.jl/src/master/>.

<sup>2</sup> No Entregável 3 deste P&D (Proposta de Desenho de Mecanismo Conceitual), se propõe a adoção de um mecanismo de reservatórios virtuais para o Brasil. Este mecanismo essencialmente cria “títulos” ou “créditos” sobre a água armazenada em um conjunto de reservatórios físicos do sistema, que podem então ser vendidos por seus detentores para a operação do sistema. A geração hídrica do sistema fica limitada ao montante de créditos vendidos. Agentes que possuem créditos de reservatório virtual participam do mercado, submetendo ofertas preço-quantidade para a venda desses créditos. Para mais detalhes, consultar o Entregável 3.

reservatórios virtuais deve incorporar não apenas as estimativas de afluências para determinado dia, como também considerações sobre o custo de oportunidade de se manter água armazenada com os agentes detentores de reservatórios virtuais. Embora os agentes ofertantes não precisem seguir esta recomendação, é desejável que exista algum tipo de “guia” como auxílio à tomada de decisão dos agentes.

Vale destacar que, no laboratório computacional, outra fonte de informação importante são os valores de *desvios* entre as previsões estimadas de demanda e geração renovável e o tempo real. Estes desvios são utilizados no contexto do laboratório computacional para fazer distinção entre o mercado *day-ahead* e o mercado de balanço, e podem ser acessados pelo usuário na etapa de aferição – embora, evidentemente, não seja realista considerar que o agente tenha presciência sobre o futuro no momento de submeter as suas ofertas. Em uma implementação prática do modelo baseado em ofertas, o que provavelmente ocorreria é que os agentes teriam acesso a outras fontes de informação externas e privadas, que poderiam conter informações mais precisas do que as disponibilizadas aos agentes do sistema (ou ao menos mais “especializadas” para os ativos de determinado participante de mercado). Essas fontes seriam naturalmente consultadas pelos agentes para a elaboração da sua estratégia – embora não façam parte do laboratório computacional.

## 2.3 Etapa de oferta

Tendo por base as informações disponibilizadas, o usuário tem então a oportunidade de inserir a sua estratégia de ofertas de compra e venda de energia e de reservatórios virtuais. Isso pode ser feito manualmente ou através de *wizards* pré-programados, que seguirão regras específicas para montar as ofertas. No caso de um usuário gerador (ou um *wizard* com esta finalidade), ele estabelece o nível de preços mínimo que ele aceita receber para produzir dada quantidade de energia. As ofertas nada mais são do que um par de valores (um preço e uma quantidade), que refletem essa disposição a pagar declarada pelo usuário (ou pelo *wizard*).

Para exemplificar, considere um sistema com duas unidades térmicas, com CVUs de 100 R\$/MWh e 150 R\$/MWh, respectivamente. A primeira pertence ao agente A e a última pertence ao agente B. Dois usuários são postos para fazer ofertas nesse sistema: o usuário A faz ofertas pelo agente A e o usuário B, pelo agente B. O usuário A pode, por exemplo, fazer uma oferta para a térmica mais barata com um preço de 200 R\$/MWh (não existe nenhuma restrição no laboratório computacional de que a oferta tenha de ter relação com o CVU, o que permite explorar o efeito de diferentes estratégias por parte dos agentes de mercado, como será visto nos exemplos mais adiante neste Entregável), enquanto o agente B pode usar um *wizard* para gerar automaticamente uma oferta para a sua usina, a um preço igual ao seu CVU. Estes serão os custos térmicos a serem considerados no momento de otimizar o despacho, na etapa de execução (seção 2.4).

No caso de hidrelétricas, não se realizam ofertas de energia – de acordo com o desenho de mercado descrito no Entregável 3 deste projeto de P&D (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”) – e sim, ofertas de reservatório virtuais. Uma oferta de reservatório virtual segue a mesma lógica: o agente detentor de créditos de reservatório virtual declara o valor mínimo ao qual está disposto a vendê-los, que seria equivalente ao preço que ele atribui à água que possui em cada reservatório virtual. É possível para o agente submeter uma oferta para cada reservatório virtual do qual possui créditos. Essas ofertas

constituem os custos hídricos a serem considerados no momento de otimizar o despacho, na etapa de execução (seção 2.4).

Cabe ressaltar que as ofertas preço-quantidade de energia devem ser realizadas uma para cada hora do dia, enquanto as ofertas de reservatório virtual são realizadas em intervalos diários. Como destacado na seção 2.1, é possível que os agentes possuam algum tipo de informação privada que os motivem a submeter ofertas divergindo das recomendações do agente operador – entretanto, mesmo sem a representação de tais informações exógenas, o laboratório computacional pode analisar o efeito da estrutura de mercado (e eventualmente da possibilidade de exercício de poder de mercado) sobre os incentivos para os agentes, bem como as consequências das estratégias dos agentes para o equilíbrio do sistema.

Existem ainda as ofertas de renováveis, que seguem virtualmente a mesma lógica das ofertas termelétricas (ofertas individuais para cada hora, que contêm informação de preços e quantidades para cada ativo). Uma distinção que é feita é que, como indicado na seção 2.4, o laboratório computacional faz distinção entre a operação do dia seguinte e a operação em tempo real – entretanto, a informação de oferta de geração renovável é utilizada apenas para o mercado do dia seguinte. A lógica para esta distinção é que, embora o compromisso da geração renovável no mercado do dia seguinte seja determinado pelas estratégias de oferta dos agentes, na operação em tempo real a renovável pode produzir com todo o recurso que estiver disponível. Considerou-se que esta é uma representação adequada para a dinâmica real do sistema, considerando que (como descrito no Entregável 3) a produção renovável seria tomada como uma quantidade fixa para efeito de cálculo do mercado de balanço. Uma lógica similar pode ser aplicada também às ofertas pelo lado da demanda.

Como introduzido na seção 2.1, existe ainda a figura dos *wizards* – ou *scripts* que têm o objetivo de facilitar o desenho das ofertas por parte dos usuários, ao automatizar certas rotinas. Nota-se que a possibilidade de introduzir *wizards* na etapa de oferta faz com que não seja necessário que os usuários submetam ofertas para todos os agentes individualmente – o que seria uma necessidade para que o problema possa seguir adiante para a etapa de execução. Para utilizar um *wizard*, o usuário deve selecionar esta opção pela interface (Figura 3).

Para cada um dos agentes do caso de estudo, é possível escolher entre escrever um arquivo de ofertas manualmente, ou utilizar um *wizard*. Na prática, o que o *wizard* faz é escrever um arquivo de ofertas com o formato correto segundo regras pré-estabelecidas – simplificando a tarefa de escrever este arquivo de ofertas (que pode incluir múltiplos segmentos de oferta para cada ativo, por exemplo). Vale ressaltar que o modelo utilizado na execução dos casos exemplo deste Entregável foi disponibilizado em código aberto com todos os formatos de arquivo relevantes devidamente documentados – o que possibilita que usuários programem o seu próprio *wizard* com as premissas que considerar mais adequadas para simular ofertas baseadas nos dados de entrada fornecidos.

Figura 3 – Seleção de *wizards* pela interface

| Agent ID | Name     | RiskFactorHyd | RiskFactorTer | Wizard ID |
|----------|----------|---------------|---------------|-----------|
| 1        | Agente 1 | 0             | 0             | markup    |
| 2        | Agente 2 | 0             | 0             | markup    |
| 3        | Agente 3 | 0             | 0             | markup    |
| 4        | Agente 4 | 0             | 0             | markup    |

O único *wizard* implementado na versão 0.1.0 do software (utilizada na elaboração deste entregável) realiza um cálculo de *mark-up*<sup>3</sup> simples: para cada unidade geradora térmica e cada hora de operação, ele oferta uma quantidade de energia igual à potência instalada daquela unidade a um preço igual ao seu custo variável unitário (conforme informado no laboratório computacional) ajustado por um *mark-up* que é especificado pelo próprio usuário. Para a quantidade ofertada, é feita a conversão trivial entre as unidades de potência (MW) e energia (MWh), considerando o intervalo de tempo de uma hora. O *wizard* mais simples possível pode ser concebido como um agente tomador de preço que simplesmente submete o seu próprio custo variável – o que estabelecemos como sendo um *mark-up* igual a zero<sup>4</sup>. Esta funcionalidade de se descrever as estratégias de oferta por meio de *wizards* permite que sejam avaliadas diferentes permutações de estratégias (humanos VS humanos, humanos VS *wizards*, e *wizards* VS *wizards*), e até mesmo avaliar o desempenho de um *wizard* contra outro.

## 2.4 Etapa de execução

Após a elaboração das ofertas, o programa parte para a otimização do despacho do sistema. A etapa de execução resolve um problema de programação linear inteira mista, cujo objetivo é encontrar a operação de menor custo do sistema. Os parâmetros econômicos do problema de otimização provêm das ofertas preço-quantidade elaboradas na etapa anterior. O problema de otimização considerado é análogo ao que seria resolvido pelo operador do sistema para realizar a programação da operação em um sistema de formação de preços por ofertas, como o desenhado no Entregável 3 deste projeto de P&D (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”), e sua formulação é apresentada no Anexo 2.

Mais precisamente, são resolvidos dois problemas de otimização, um para a operação estimada no dia seguinte (*day-ahead*) e outro para a operação em tempo real do sistema (*real-time*). Embora a formulação dos dois problemas de otimização seja essencialmente a mesma, os explicaremos em separado nas próximas seções, começando pelo problema de otimização da operação *day-ahead*. Os fundamentos desta representação do mercado em duas etapas foram explorados em detalhe no Entregável 3 deste projeto de P&D (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”) – a ideia é que os agentes tenham incentivo para fornecer informações acuradas com antecedência o suficiente para que seja feito um planejamento de curto prazo da operação (no mercado do dia seguinte), mas que exista um mecanismo que determine a melhor forma de responsabilizar os agentes por desvios para cima ou para baixo em relação a esse planejamento *ex ante* (o mercado de tempo real).

<sup>3</sup> Definimos como *mark-up* um parâmetro que aumenta percentualmente o preço de oferta em relação ao CVU através de um multiplicador.

<sup>4</sup> O custo variável calculado pelo *wizard* é igual ao CVU original multiplicado por  $(1 + \text{markup})$ .

Na prática, ajustes físicos em tempo real não podem esperar por uma nova rodada do modelo de otimização completo, e dependem de decisões do operador no que diz respeito ao acionamento de recursos em resposta a variações inesperadas no sistema – entretanto, o laboratório computacional efetivamente simula o “mercado de balanço”, uma otimização realizada *ex post* com o objetivo de determinar um conjunto de preços que será utilizado na etapa de liquidação, como discutido na seção 2.5, e que visa representar de forma tão fiel quanto possível a realidade da operação em tempo real do sistema. Para todos os efeitos, interpretaremos o resultado desta segunda rodada do laboratório computacional (descrita na seção 2.4.2) como representativa *tanto* da operação em tempo real do sistema quanto dos resultados do mercado de balanço obtidos da simulação *ex post*.

Vale destacar ainda que, seguindo os fundamentos apresentados no Entregável 3, propôs-se um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas no qual o operador do sistema segue sendo o responsável pela otimização física do despacho, assim como é feito atualmente no Brasil. No entanto, parâmetros físico-econômicos passam a advir das ofertas dos agentes, no lugar de serem determinados centralizadamente conforme auditado pelo operador. Visto que o problema de otimização resolvido pelo operador deve contemplar a descrição de uma realidade física, ele pode conter a representação de restrições operativas adicionais (algumas das quais podem representar extensões futuras do laboratório computacional). Entretanto, como discutido no Entregável 3, é desejável que tais representações de restrições físicas do problema possam estar sujeitas a revisões periódicas a partir de declarações dos agentes. Analogamente à lógica do modelo baseado em ofertas, em que os agentes têm incentivo a informar os seus reais custos operativos, estes agentes também teriam incentivo a informar seus reais parâmetros de restrições operativas.

#### **2.4.1 Problema da operação *day-ahead***

A primeira etapa da otimização corresponderia à etapa de programação da operação para o dia seguinte elaborada pelo operador. Trata-se de um problema de minimização dos custos de operação (e eventuais custos de déficit), para cada dia do horizonte de estudo, sujeito às restrições físicas do sistema, análogo ao que é resolvido atualmente pelas ferramentas computacionais de otimização do despacho utilizados atualmente pelo ONS e CCEE. Entretanto, existem algumas diferenças, inerentes ao modelo de formação de preços por ofertas desenhado neste P&D:

- Introduz-se o mecanismo de reservatórios virtuais e restrições associadas, conforme detalhado no Entregável 3 (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”). Em particular, exige-se uma correspondência entre o volume de água utilizado pela operação física do sistema e a quantidade de créditos de reservatórios virtuais vendida pelos agentes ofertantes;
- Os custos de operação de cada central geradora são dados pelas ofertas dos respectivos agentes, resultantes da etapa de oferta (seção 2.3). Isso inclui também o custo dos créditos de reservatório virtual, que substituem o custo futuro da água – isto é, não é necessário que o modelo calcule o custo futuro da água através de programação dinâmica dual estocástica, como é feito atualmente no Brasil;
- A geração renovável e a demanda do sistema passam a ser variáveis de decisão sujeitas a ofertas dos agentes (no lugar de quantidades fixas pré-definidas), que podem ter custos associados (atrelados ao preço das ofertas);

- Deve ser incluída a representação de custos de arranque e parada (*start-up* e *shut-down*) no problema de otimização, atrelados à representação das decisões binárias de *unit commitment* de unidades geradoras. Embora esta funcionalidade não seja atualmente utilizada no modelo de despacho brasileiro, ela está presente em virtualmente todos os mercados internacionais (como explorado no Entregável 4 do presente projeto de P&D, “Taxonomia das experiências internacionais”) e é um elemento importante para a declaração dos custos reais incorridos pelos agentes de geração.

Como resultados da otimização *day-ahead*, é possível obter não apenas o despacho físico do sistema – que corresponderia ao despacho programado no dia anterior à operação –, mas também as variáveis duais do problema de otimização, que servirão de insumo para a etapa de liquidação (seção 2.5), bem como as quantidades aceitas das ofertas de cada agente, inerentemente associadas ao despacho físico. Por exemplo, se o programa opta por gerar 5 MWh com uma térmica específica, em dada hora do dia seguinte, então serão aceitos 5 MWh da oferta desta térmica, que serão remunerados ao preço do mercado do dia seguinte, como será mostrado na seção 2.5.

Da mesma forma, se o programa opta por utilizar 10 MWh de um dado reservatório virtual, será necessário comprar 10 MWh de créditos de reservatório virtual dos agentes do sistema. Como diferentes agentes podem possuir e ofertar créditos de um mesmo reservatório virtual, esses 10 MWh não necessariamente são aceitos de um único ofertante. O próprio programa define a melhor forma de distribuir os créditos aceitos de determinado reservatório virtual entre os diversos ofertantes, dando preferência àqueles que ofertarem ao menor preço – dado que o objetivo da otimização é o de minimizar os custos. Por exemplo, podem ser aceitos 6 MWh de um agente que ofertava (até) 6 MWh ao preço de 1 \$/MWh, e 4 MWh de um segundo ofertante que havia oferecido (até) 9 MWh ao preço de 2 \$/MWh.

Cabe observar que o horizonte da otimização é de um dia, uma vez que o objetivo é emular a programação da operação diária que executa o operador do sistema – isto é, para cada dia do horizonte de estudo se executa um problema de otimização da operação *day-ahead*. Como ficará mais claro na próxima subseção, as condições iniciais do problema *day-ahead* (em particular, o volume armazenado de água nos reservatórios do sistema) advém da otimização *real-time* do dia anterior.

#### 2.4.2 Problema da operação *real-time*

O problema de otimização da operação *real-time* é resolvido após o problema *day-ahead*. O problema é essencialmente o mesmo: minimizar os custos de operação do sistema (e eventuais custos de déficit), sujeito às restrições físicas, para determinado dia – o mesmo dia para o qual se resolveu o problema *day-ahead*. Existem, no entanto, algumas diferenças:

- Decisões de *unit commitment* de centrais térmicas são fixadas conforme a otimização *day-ahead*. Isto é, se o problema *day-ahead* decidiu acionar uma central térmica com *unit commitment*, esta central não pode ser desligada no *real-time*, e vice-versa (centrais com *unit commitment* não acionadas no mercado do dia seguinte não podem ser ligadas repentinamente no mercado em tempo real). Assim, é possível simular a operação real de térmicas mais inflexíveis, que não podem ser acionadas ou desligadas rapidamente – e, portanto, a decisão de acionamento ou desligamento realizada com um dia de antecedência à operação acaba sendo vinculante.
- A demanda de cada consumidor e a geração renovável de cada gerador podem diferir da demanda e da geração consideradas no problema *day-ahead*. Isso é feito a partir de um arquivo

de entrada do laboratório computacional, no qual o usuário pode especificar o desvio entre a demanda (ou geração) *day-ahead* e a demanda (ou geração) *real-time*. Por exemplo, o usuário pode determinar que a demanda *day-ahead* na região norte em uma hora específica de um dado dia é de 6 GWh (significando que esta é a previsão de demanda disponível um dia antes da operação real), mas que a demanda efetivamente realizada em *real-time* é de 7 GWh. Assim, é possível simular a volatilidade da demanda e da geração renovável e de erros de previsão. Vale destacar que, como introduzido na seção 2.3, isto implica que a quantidade demandada e a produção renovável na operação em tempo real do sistema é *desatrelada* das ofertas preço-quantidade submetidas.

Outros parâmetros físicos e econômicos do problema de otimização permanecem os mesmos que no problema *day-ahead* – em particular, o problema *real-time* tem as mesmas restrições para os reservatórios virtuais e também considera que os custos de geração e de reservatório virtual são dados pelas ofertas dos agentes.

Como resultados da otimização *real-time*, se obtém o despacho físico do sistema – que corresponderia ao despacho efetivamente realizado no dia da operação –, o preço da energia por submercado, o preço marginal dos reservatórios virtuais, e outras variáveis duais do problema *real-time*, que servirão de insumo para a etapa de liquidação (seção 2.6).

Vale reforçar que o despacho resultante do problema *day-ahead* seria o despacho programado, enquanto o despacho do *real-time* seria uma representação do despacho efetivo modelado pelo laboratório computacional. Por este motivo, as condições iniciais de ambos os problemas de otimização (isto é, o volume inicial dos reservatórios físicos e virtuais) advêm do resultado do problema *real-time* do dia anterior.

## 2.5 Etapa de liquidação

Nesta etapa, calculam-se as diversas parcelas referentes aos recebimentos e pagamentos que devem fazer os agentes do mercado como consequência da operação realizada. Tais parcelas, detalhadas explicitamente ao longo das próximas seções, incluem as vendas e compras de energia e/ou de créditos de reservatório virtual no mercado do dia seguinte e no mercado de balanço, bem como pagamentos associados a custos de operação e manutenção de centrais hidrelétricas, além da liquidação ponte no mercado do dia seguinte e da liquidação ponte no mercado de balanço. Como resultado, o usuário pode calcular seu resultado financeiro consolidado, assim como às diversas parcelas que o compõem. São disponibilizados os preços e quantidades resultantes da simulação, que servem de base para os cálculos relativos à remuneração dos agentes.

Vale destacar que, na prática, em uma operação realista do mercado de eletricidade baseado em ofertas o operador não teria conhecimento sobre os custos variáveis reais dos agentes termelétricos, e pode haver algum desvio entre o CVU estimado pelo operador e o CVU real percebido pelo agente. Entretanto, é desejável que seja possível calcular a partir dos resultados do laboratório computacional o *lucro* que os agentes seriam capazes de obter em função das suas estratégias de oferta (visto que este lucro é o que motivaria os agentes a adotarem diferentes estratégias). Para representar esta variável, admitimos que o CVU representado na base de dados do laboratório computacional representa de fato o CVU *real* das termelétricas do sistema – o que não representa um empecilho à representação do modelo baseado em ofertas, desde que a informação utilizada para as decisões de despacho seja dada

exclusivamente pelas ofertas submetidas pelos agentes. Com isto, vale destacar algumas distinções entre a representação do laboratório computacional e uma representação realista do sistema:

- Embora no laboratório computacional seja possível calcular de forma precisa o resultado de lucro de cada agente (e com isso identificar, por exemplo, se um agente adotou uma estratégia de oferta que de fato aumentou o seu lucro), isto não é possível em um mercado real baseado em ofertas – o operador pode apenas *estimar* o lucro dos agentes, mas não pode afirmar com certeza se a estratégia do agente foi a mais adequada ou não devido a esta informação imperfeita;
- Como no laboratório computacional o operador tem acesso à informação perfeita sobre os CVUs das térmicas, de um modo geral o *modelo baseado em custos* (isto é, uma operação do sistema que utilize os CVUs das térmicas no lugar das ofertas submetidas por cada agente) sempre será no mínimo *tão bom quanto* um modelo baseado em ofertas no que diz respeito à minimização de custos, supondo que o operador consiga prever perfeitamente outras variáveis de incerteza (como afluência futura, carga e geração renovável, por exemplo). Este resultado *não* deve ser interpretado como uma vantagem do modelo baseado em custos, já que a hipótese de que os custos operativos das térmicas e as variáveis dotadas de aleatoriedade descritas anteriormente serem perfeitamente conhecidas é pouco realista. Em outras palavras, a *assimetria de informação* entre o operador e os proprietários dos ativos é uma componente importante para descrever os benefícios de se implementar um mecanismo baseado em ofertas. Elementos desta distinção entre mecanismos baseados em custos e baseados em ofertas foram explorados no Entregável 1 do presente projeto de P&D;
- Outra consequência desta assimetria de informação é que na etapa de *aferição* (vide seção 2.2), cada agente teria acesso a uma informação *imperfeita* a respeito do CVU real de cada um dos outros agentes participantes. Consequentemente, para que o laboratório computacional representasse de forma totalmente aderente a dinâmica do mercado baseado em ofertas, seria necessário “ocultar” de alguma forma a informação *perfeita* de CVU que está disponível na base de dados do modelo.

A seguir, descrevem-se os diversos componentes que compõem a remuneração dos agentes, conforme detalhado anteriormente no Entregável 3 deste projeto de P&D (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”). Nota-se que a notação apresentada para as variáveis é consistente com a representação no Anexo 2. As expressões apresentadas em cada uma das subseções a seguir devem ser aplicadas para cada hora, de cada dia do horizonte de estudo, e a receita total do agente será a soma de todas estas componentes, ao longo de todas as horas do horizonte.

### 2.5.1 Compra e venda de energia no mercado do dia seguinte

O modelo de despacho por ofertas depende diretamente dos incentivos aos quais os agentes participantes deste mercado são submetidos. Para tornar as ofertas no mercado do dia seguinte coerentes com a capacidade de geração e os custos operativos dos agentes, dificultando ganhos indevidos por poder de mercado, o Entregável 3 propôs um mecanismo de liquidação dupla, com dois momentos: o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço.

No mercado do dia seguinte, os agentes submetem ofertas preço-quantidade e o valor pago ou recebido por cada agente é calculado de forma simples, através da multiplicação do preço marginal  $\pi_s^{DS}$  (sendo que cada submercado  $s$  possui um preço distinto) pela quantidade de energia (comprada ou vendida,

respectivamente)  $\hat{q}_{b,s}^{DS}$ . A quantidade total de energia associada a um agente  $b$ , por sua vez, representa uma soma das quantidades  $q_{jm}^{DS}$  associadas a um segmento de oferta  $m$  e a um ativo  $j$ , desde que o ativo  $j$  pertença ao conjunto de ativos associados ao agente  $b$  e ao submercado  $s$ . Nota-se ainda que esta receita (assim como a quantidade de energia  $q$ ) varia *hora a hora*, embora este índice seja omitido na representação abaixo.

$$R_{sb}^{spot,DS} = \pi_s^{DS} \times \hat{q}_{sb}^{DS} = \pi_s^{DS} \times \sum_{\substack{j \in \mathcal{J}(s,b) \\ m \in \mathcal{M}^0(j)}} q_{jm}^{DS}$$

em que:

- $R_{sb}^{spot,DS}$  é o recebimento ou pagamento do agente  $b$  pela venda ou compra de energia, respectivamente, no submercado  $s$ , no mercado do dia seguinte. Tem sinal positivo se corresponder a um recebimento, ou negativo, se for um pagamento.
- $q_{jm}^{DS}$  é a quantidade de energia vendida (caso em que tem sinal positivo) ou comprada (caso em que o sinal é negativo) no segmento  $m$  associado ao ativo gerador  $j$ , no mercado do dia seguinte. Esta quantidade é resultado do problema de otimização *day-ahead* (seção 2.4.1), que decide o despacho programado do sistema e, consequentemente, o quanto da oferta de cada agente será aceito.
- $\hat{q}_{bs}^{DS}$  é a quantidade de energia vendida (caso em que tem sinal positivo) ou comprada (caso em que o sinal é negativo) pelo agente  $b$  no submercado  $s$ , no mercado do dia seguinte. Esta quantidade é uma agregação das quantidades  $q_{j,m}^{DS}$  relevantes, observando os ativos que pertencem ao gerador  $b$  e ao submercado  $s$  – o que é representado pelo conjunto  $\mathcal{J}^0(s, b)$ .
- $\pi_s^{DS}$  é o preço do mercado do dia seguinte no submercado  $s$ , resultante do problema de otimização *day-ahead* (variável dual da restrição de balanço geração-demanda no mercado do dia seguinte).

A receita (ou pagamento) total de um agente é obtida somando-se suas receitas (ou pagamentos) com as vendas (compras) de energia em cada submercado e em cada reservatório virtual.

## 2.5.2 Compra e venda de energia no mercado de balanço

Conforme enunciado no item anterior, o mercado do dia seguinte é baseado em estimativas sobre incertezas e, por isso, necessita de uma nova liquidação *ex-post* para tornar a geração e os preços coerentes com o que, de fato, foi realizado no despacho físico do sistema. Assim, no mercado de balanço ocorre uma nova liquidação em que os compromissos financeiros dos agentes são ajustados em relação à operação real. Para isso, os agentes pagam (ou recebem) pela diferença entre o que foi ofertado no mercado do dia seguinte e o que foi gerado no programa de despacho. Esta diferença é remunerada pelo novo preço spot calculado no dia do mercado de balanço.

Neste caso, o agente gerador pode despachar mais ou menos do que ofertou no mercado do dia seguinte e, portanto, paga ou recebe pela diferença entre a oferta submetida e o montante gerado. Como detalhado no Entregável 3, o mecanismo funciona como se o gerador estivesse comprando a geração de um terceiro para, assim, conseguir honrar a sua oferta. Nota-se ainda que esta receita (assim como a quantidade de energia  $q$ ) varia *hora a hora*, embora este índice seja omitido na representação abaixo.

$$R_{sb}^{spot,Bal} = \pi_s^{Bal} \times (\hat{q}_{sb}^{Bal} - \hat{q}_{sb}^{DS}) = \pi_s^{Bal} \times \sum_{\substack{j \in \mathcal{J}(s,b) \\ m \in \mathcal{M}^0(j)}} (q_{jm}^{Bal} - q_{jm}^{DS})$$

em que:

- $R_{sb}^{spot,Bal}$  é o recebimento ou pagamento do agente  $b$  pela venda ou compra de energia no submercado  $s$ , respectivamente, no mercado de balanço. Tem sinal positivo se corresponder a um recebimento, ou negativo, se for um pagamento.
- $q_{jm}^{Bal}$  é a quantidade de energia efetivamente gerada (caso em que tem sinal positivo) ou demandada (caso em que o sinal é negativo) no segmento  $m$  associado ao ativo gerador  $j$ . Esta quantidade é resultado do problema de otimização real-time (seção 2.4.2).
- $\hat{q}_{sb}^{Bal}$  é a quantidade de energia efetivamente gerada (caso em que tem sinal positivo) ou demandada (caso em que o sinal é negativo) pelo agente  $b$  em tempo real, no submercado  $s$ . Esta quantidade é uma agregação das quantidades  $q_{j,m}^{DS}$  relevantes, observando os ativos que pertencem ao gerador  $b$  e ao submercado  $s$  – o que é representado pelo conjunto  $\mathcal{J}^0(b, s)$ .
- $\pi_s^{Bal}$  é o preço do mercado de balanço no submercado  $s$ , resultante da etapa de execução (variável dual da restrição de balanço geração-demanda em tempo real), mais especificamente, do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2).

Novamente, a receita (ou pagamento) total de um agente é obtida somando-se suas receitas (ou pagamentos) com as vendas (compras) de energia em cada submercado.

### 2.5.3 Compra e venda de reservatórios virtuais no mercado do dia seguinte

As duas componentes anteriores (objeto das seções 2.5.1 e 2.5.2) são calculadas para todos os agentes que realizam ofertas de compra e venda de energia. Para hidrelétricas participantes do mecanismo de reservatório virtual, as componentes de liquidação são distintas, e serão objeto desta e das próximas seções (seções 2.5.3 e 2.5.4).

Ao vender créditos de reservatório virtual, seja no mercado do dia seguinte ou de balanço, um ofertante deve ser recompensado por isso. Conforme detalhado no Entregável 3 (“Proposta de desenho de mecanismo conceitual”), o preço a ser pago por cada GWh de reservatório virtual aceito corresponde à variável dual da restrição de correspondência físico-virtual (isto é, a restrição que iguala o volume de água utilizado pela operação física do sistema e a quantidade de créditos de reservatórios virtuais comprada dos agentes ofertantes), que denominamos neste relatório  $\hat{\pi}_r^{DS}$ . Nota-se ainda que esta receita (assim como a quantidade de reservatório virtual  $e$ ) é uma quantidade única para *todo o dia*.

$$R_{rb}^{RV,B,DS} = \hat{\pi}_r^{DS} \times \hat{e}_{rb}^{DS} = \hat{\pi}_r^{DS} \times \sum_{m \in \mathcal{M}^H(r,b)} e_m^{DS}$$

em que:

- $R_{rb}^{RV,B,DS}$  é o recebimento do agente ofertante  $b$  pela venda de créditos do reservatório virtual  $r$  no mercado do dia seguinte.
- $e_m^{DS}$  é a quantidade de créditos de reservatório virtual vendida no segmento  $m$ , onde cada segmento pode ser associado a um agente  $b$  e a um reservatório virtual  $r$  por meio do conjunto

$\mathcal{M}^H(r, b)$  (havendo possivelmente múltiplos segmentos para cada agente e reservatório virtual). Esta quantidade é resultado do problema de otimização *day-ahead* (seção 2.4.1).

- $\hat{e}_{rb}^{DS}$  é a quantidade de créditos de reservatório virtual vendida pelo agente  $b$  no reservatório virtual  $r$  no mercado do dia seguinte, que representa uma agregação das quantidades vendidas  $e_m^{DS}$ .
- $\hat{\pi}_r^{DS}$  é o preço dos créditos do reservatório virtual  $r$  no mercado do dia seguinte, resultante da etapa de execução (variável dual da restrição de conciliação físico-virtual para o reservatório  $r$  no mercado do dia seguinte), mais especificamente, do problema de otimização *day-ahead* (seção 2.4.1).

A receita total de um agente é obtida somando-se suas receitas em cada reservatório virtual no qual o agente participa.

#### 2.5.4 Compra e venda de reservatórios virtuais no mercado de balanço

A quantidade de créditos de reservatório virtual vendidos, resultante do problema *day-ahead* (variável que havíamos denominado  $e_{rb}^{DS}$ ), pode ser distinta da quantidade resultante do problema *real-time* ( $e_{rb}^{Bal}$ ). Assim como diferenças entre  $q_b^{DS}$  (venda ou compra de energia no mercado do dia seguinte) e  $q_b^{Bal}$  (energia efetivamente gerada ou comprada em tempo real) levavam a uma liquidação no mercado de balanço, eventuais diferenças entre as vendas de reservatório virtual no mercado do dia seguinte ( $e_{rb}^{DS}$ ) e as quantidades efetivamente utilizadas de reservatório virtual em tempo real ( $e_{rb}^{Bal}$ ) também devem ser liquidadas no mercado de balanço. Nota-se ainda que esta receita (assim como a quantidade de reservatório virtual  $e$ ) é uma quantidade única para *todo o dia*.

$$R_{rb}^{RV,B,Bal} = \hat{\pi}_r^{Bal} \times (\hat{e}_{rb}^{Bal} - \hat{e}_{rb}^{DS}) = \hat{\pi}_r^{Bal} \times \sum_{m \in \mathcal{M}^H(r,b)} (e_m^{Bal} - e_m^{DS})$$

em que:

- $R_{rb}^{RV,B,Bal}$  é o recebimento ou pagamento do ofertante  $b$  pela venda ou compra, respectivamente, de créditos do reservatório virtual  $r$ , no mercado de balanço. Tem sinal positivo se corresponder a um recebimento (isto é, se  $e_{rb}^{Bal} > e_{rb}^{DS}$ ), ou negativo, se for um pagamento (isto é, se  $e_{rb}^{Bal} < e_{rb}^{DS}$ ).
- $e_m^{Bal}$  é a quantidade de créditos de reservatório virtual efetivamente utilizada na operação *real-time* do sistema para o segmento  $m$ , onde cada agente  $b$  e cada reservatório virtual  $r$  podem possuir múltiplos segmentos associados. Esta quantidade é resultado do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2).
- $\hat{e}_{rb}^{Bal}$  é a quantidade de créditos de reservatório virtual associada ao agente  $b$  e ao reservatório virtual  $r$  que é efetivamente utilizada na operação *real-time* do sistema, que representa uma agregação das quantidades vendidas  $e_m^{Bal}$ .
- $\hat{\pi}_r^{Bal}$  é o preço dos créditos do reservatório virtual  $r$  no mercado de balanço, resultante da etapa de execução (variável dual da restrição de conciliação físico-virtual no mercado de balanço), mais especificamente, do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2).

A receita total de um agente é obtida somando-se suas receitas (e subtraindo seus pagamentos) em cada reservatório virtual no qual o agente participa.

### 2.5.5 Custos operativos

Como descrito anteriormente, é importante para o cálculo do lucro dos agentes incorporar na sua componente de receitas totais uma componente negativa correspondente aos custos efetivamente ocorridos. Vale destacar que, pela natureza dos custos operativos, eles dependem unicamente dos resultados do mercado em tempo real (que de fato representam a realidade física do sistema). A principal componente de custos operativos do sistema corresponde aos custos dos geradores termelétricos, embora geradores renováveis possam também possuir um custo de O&M associado – em ambos os casos, o tratamento é dado pela expressão a seguir. Nota-se que os índices representando a variação horária da componente  $g$  (e, conseqüentemente, da componente de custos) são mais uma vez omitidos, e que a receita atribuída a determinado agente deve corresponder à soma das componentes associadas a cada um dos ativos termelétricos e renováveis sob sua responsabilidade.

$$R_j^{O\&M.T} = -CVU_j \cdot g_j^{Bal}$$

- $R_j^{O\&M.T}$  é o custo operativo incorrido pela termelétrica ou renovável  $j$ , englobando tanto custos de O&M quanto custos de combustível;
- $CVU_j$  é o custo variável unitário da termelétrica  $j$ , ou o custo variável de operação e manutenção da renovável  $j$  (representado com a mesma notação por simplicidade);
- $g_j^{Bal}$  é a geração da termelétrica ou renovável  $j$ , resultante do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2).

Já no caso das hidrelétricas, fazemos analogia com o MRE atual, no qual a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) é utilizada hoje em dia para remunerar transferências de energia dentro do mecanismo do MRE. Pode-se interpretar a TEO como sendo representativa do custo de O&M variável incorrido por cada hidrelétrica do sistema para produzir 1 MWh de energia, e da mesma forma que para o caso das termelétricas admitimos que a informação do valor da TEO inserida no laboratório computacional reflete *informação perfeita* sobre as características dos agentes hidrelétricos do sistema. Na prática, apenas a usina de Itaipu hoje possui uma TEO diferenciada, com todas as outras hidrelétricas recebendo o mesmo valor de TEO padronizado – entretanto, no caso geral (acomodado pelo laboratório computacional) seria possível representar uma TEO diferenciada por usina, garantindo a aderência com a realidade de cada uma no que diz respeito aos seus custos de operação e manutenção.

Da mesma forma que no MRE atual, não são os agentes geradores hidrelétricos que incorrem na componente de custos de O&M, mas sim os agentes vendedores de reservatório virtual. Implicitamente, desde que os valores da TEO estejam bem calculados, cada gerador recebe um pagamento igual à TEO dos agentes que tiveram suas ofertas de reservatório virtual aceitas, e este pagamento é exatamente suficiente para cobrir os custos de O&M incorridos pela operação física da hidrelétrica, de modo que  $R_h^{O\&M.H} = 0$ . Um agente hidrelétrico pode, obviamente, ser também um ofertante de reservatório virtual – entretanto, é importante destacar que o seu pagamento está sempre atrelado às suas ofertas aceitas, e não a sua geração física.

Os agentes ofertantes de créditos de reservatório virtual são responsáveis por pagar este montante de compensação financeira para custeio de custos variáveis de operação e manutenção das usinas hidrelétricas que fazem parte do despacho ótimo, em proporção à oferta aceita de cada agente. Vale destacar que a soma dos valores de  $TEO \times g$  deve ser feita sobre todas as hidrelétricas do reservatório virtual (e não apenas aquelas de propriedade do agente  $b$ ). Mais uma vez, o índice da representação

horária desta componente de receitas é omitido – mas vale notar que o fator de proporcionalidade dependente de  $e_{rb}^{Bal}$  é constante para todas as horas de um mesmo dia.

$$R_{rb}^{O\&M.B} = -\frac{\hat{e}_{rb}^{Bal}}{\sum_b \hat{e}_{rb}^{Bal}} \cdot \sum_{h \in \mathcal{H}^R(r)} TEO_h \times g_h^{Bal}$$

em que:

- $R_{rb}^{O\&M.B}$  é o pagamento (valor negativo) do ofertante  $b$  para recompensar os custos de O&M das hidrelétricas do reservatório virtual  $r$ ;
- $TEO_h$  é a Tarifa de Energia de Otimização utilizada para recompensar a hidrelétrica  $h$ ;
- $g_h^{Bal}$  é a geração da hidrelétrica  $h$ , resultante do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2).
- $\hat{e}_{rb}^{Bal}$  é a quantidade de créditos de reservatório virtual vendida pelo agente  $b$  no reservatório virtual  $r$  (como definido na seção 2.5.4).

A fórmula acima é relativamente intuitiva: somam-se todos os custos de operação e manutenção que devem ser remunerados para as usinas pertencentes a dado reservatório virtual  $r$  e cada agente que realiza ofertas para aquele reservatório virtual é responsável por pagar uma parte deste valor – que depende da quantidade de créditos de reservatório virtual que foram vendidos. Tal mecanismo transfere o custo operativo das hidrelétricas aos agentes ofertantes de créditos de reservatório virtual, que devem, portanto, incorporar tais custos ao realizar suas ofertas preço-quantidade.

### 2.5.6 Remuneração ponte no mercado de reservatórios virtuais

Outra componente descrita no Entregável 3 deste P&D é a chamada liquidação “ponte”. Como explicado naquele entregável, existe uma distinção entre o preço marginal da energia (que corresponde à variável dual associada à restrição de atendimento à demanda, com variação horária) e o preço marginal do reservatório virtual (que corresponde à variável dual associada à restrição de compatibilidade entre o turbinamento e vertimento físicos e a quantidade comprada de reservatórios virtuais, com uma única restrição para cada dia). Este diferencial gera um excedente, que é redistribuído entre os agentes participantes do MRE de acordo com as seguintes expressões simplificadas. Vale destacar que estas expressões não incorporam todas as complexidades possíveis para a representação da liquidação ponte (que foram exploradas no Entregável 3), embora sejam úteis para ilustrar o funcionamento base desta componente. No caso mais geral, por exemplo, a componente de liquidação ponte poderia ser negativa – embora para sistemas simples seja possível garantir que esta componente é sempre positiva. Nota-se que a expressão abaixo omite o índice que representa as variações *horárias* no preço spot da energia e da geração hidrelétrica, e que admite-se que cada um dos reservatórios virtuais  $r$  localiza-se dentro de um único submercado  $s$  (embora, como apresentado no Anexo 2, seja possível incorporar a possibilidade de reservatórios virtuais  $r$  conectados em cascata).

$$R_{sb}^{ponte.M,DS} = \gamma_{sb} \cdot \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}(r,b) \\ r \in \mathcal{S}^R(s)}} [\pi_s^{DS} - \hat{\pi}_r^{DS}] \times g_h^{DS}$$

$$R_{sb}^{ponte.M,Bal} = \gamma_{sb} \cdot \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}(r,b) \\ r \in \mathcal{S}^R(s)}} [\pi_s^{Bal} - \hat{\pi}_r^{Bal}] \times (g_h^{Bal} - g_h^{DS})$$

em que:

- $R_{sb}^{ponte.M,DS}$  é a remuneração ponte associada ao submercado  $s$  no mercado do dia seguinte, paga ao agente  $b$ ;
- $R_{sb}^{ponte.M,Bal}$  é a remuneração ponte associada ao submercado  $s$  no mercado de balanço, paga ao agente  $b$ ;
- $\gamma_{sb}$  é a participação do agente  $b$  no submercado  $s$  (um valor entre 0 e 1 tal que  $\sum_b \gamma_b = 1$ ), representando as “cotas do MRE” sob a responsabilidade do agente;
- $\pi_r^{DS}$  é o preço da energia no mercado do dia seguinte para o submercado  $s$ . É um resultado do problema de otimização *day-ahead* (seção 2.4.1);
- $\pi_s^{Bal}$  é o preço da energia no mercado de balanço para o submercado  $s$ . É um resultado do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2);
- $\hat{\pi}_r^{DS}$  é o preço do reservatório virtual  $r$  no mercado do dia seguinte. É um resultado do problema de otimização *day-ahead* (seção 2.4.1);
- $\hat{\pi}_r^{Bal}$  é o preço do reservatório virtual  $r$  no mercado de balanço. É um resultado do problema de otimização *real-time* (seção 2.4.2);
- $g_h^{DS}$  é a geração da hidrelétrica  $h$  no problema de otimização *day-ahead*;
- $g_h^{Bal}$  é a geração da hidrelétrica  $h$  no problema de otimização *real-time*.

Todas as componentes de liquidação apresentadas da seção 2.5.1 a 2.5.6 foram descritas em mais detalhes no Entregável 3 do P&D, que também conta com um exemplo ilustrativo. As componentes  $R_{rb}^{restricoes.M}$  (remuneração por defluência mínima de reservatórios hidrológicos) e  $R_h^{ponte.H}$  (remuneração de agentes hidrelétricos que declarem curvas de produção mais eficientes), descritas naquele entregável, não foram incluídas, visto que segundo a implementação atual do laboratório computacional estas duas componentes seriam sempre iguais a zero. Embora seja possível realizar todo tipo de refinamentos e extensões ao laboratório computacional (sendo este um dos principais objetivos de se disponibilizar esta ferramenta em código aberto), considerou-se que estas componentes adicionais seriam refinamentos que podem ser aprofundadas em análises adicionais futuras para a implementação de um mercado baseado em ofertas.

### 3 RESERVATÓRIOS HIDRELÉTRICOS NO MODELO POR OFERTAS

O objetivo deste capítulo é apresentar uma descrição do passo a passo necessário para estabelecer uma referência para as curvas de oferta de reservatório virtual – uma componente crucial para os exercícios apresentados nos capítulos 4 e 5 simulando equilíbrios em um mercado de ofertas com representação de reservatórios virtuais.

#### 3.1 Despacho centralizado de reservatórios hidrelétricos

Em primeiro lugar, vamos relembrar alguns conceitos básicos da tomada de decisão *intertemporal* envolvendo reservatórios hidrelétricos. Por simplicidade, vamos admitir que existe um único reservatório em todo o sistema, e que ele é operado por um planejador central benevolente e onisciente que também é responsável por operar todos os outros ativos do sistema (termelétricas, renováveis, decisões de redução da demanda, e outros elementos). Com isto, eliminamos todos os efeitos de informação e estratégia que dizem respeito ao problema do mercado baseado em ofertas – entretanto, uma lembrança dos fundamentos deste funcionamento do mercado baseado em custos é útil para tornar claras as implicações.

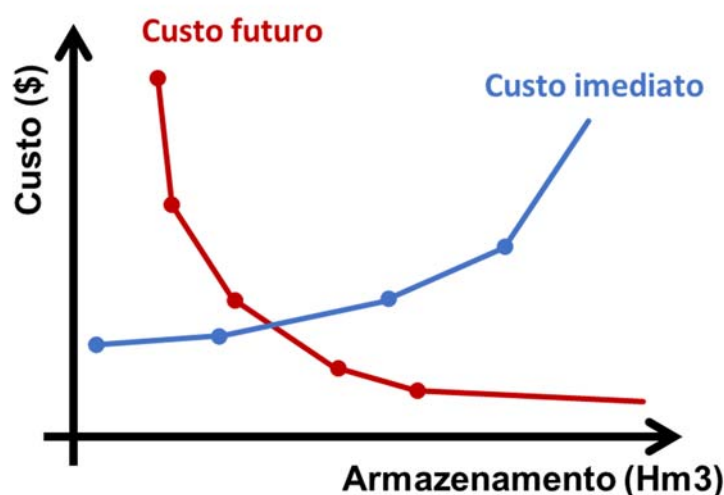
Este planejador central possui determinada quantidade de *água disponível* na sua hidrelétrica com reservatório, que corresponde à soma de (i) toda a água disponível no reservatório no início dia (isto é, o volume armazenado ao final da etapa anterior) e (ii) toda a água *afluente* que chega ao reservatório em determinado dia. Por simplicidade, vamos ignorar efeitos transitórios dentro de cada dia, envolvendo a taxa à qual a água afluente chega ao reservatório e/ou o tempo de viagem da água, e considerar que esta representação, segundo a qual a água afluente ao longo do dia torna-se imediatamente disponível, é uma boa aproximação da realidade. Sob estas condições, o operador do sistema toma a decisão do quanto gerar com a usina hidrelétrica, escolhendo um valor de turbinamento (isto é, volume de água que passa pelas turbinas hidrelétricas com o fim de gerar eletricidade) entre os limites disponíveis. Ele pode, no mínimo, escolher turbinar um volume de água igual a zero, o que corresponderia a manter toda a água armazenada no reservatório para o período seguinte; ou ele pode, no máximo, escolher turbinar toda a água disponível no reservatório.

Intuitivamente, é de se esperar que nenhum desses dois extremos seja muito benéfico para o sistema. Quando o planejador escolhe turbinar zero, ele precisa atender a toda a demanda do sistema com outros geradores sem poder contar com a hidrelétrica, e muito possivelmente precisará acionar térmicas com CVU muito elevado – ou mesmo realizar cortes de carga muito custosos para a sociedade. Já quando o planejador escolhe turbinar toda a água disponível, embora isto implique não precisar acionar praticamente nenhum outro gerador custoso naquele dia em particular, isto significa que o reservatório estará vazio no início do período seguinte. Consequentemente, o planejador só poderá contar com a água afluente naquele dia seguinte, e muito provavelmente será obrigado a operar muito próximo da situação em que a hidrelétrica turбина zero (que, como visto, implica em um custo elevado).

Este *tradeoff* é comumente na literatura como um equilíbrio entre o *custo imediato* e o *custo futuro*, e é tipicamente representado como uma função do *volume armazenado ao final do período*. Visto que o volume disponível no início do período é conhecido, “escolher” a quantidade de água a ser turbinada (e, em casos mais complexos, a quantidade de água a ser vertida) é similar a “escolher” o volume no reservatório ao final do período – que é uma variável capaz de sintetizar a memória do sistema para a

etapa seguinte. “Escolher” um turbinamento elevado é equivalente a “escolher” um volume armazenado para o período seguinte, e consequentemente corresponde a um custo imediato baixo e um custo futuro elevado. Esta representação das funções de custo presente e de custo imediato é ilustrada na Figura 4. O objetivo do planejador é minimizar o custo total, que corresponde à soma das duas componentes de custo (futuro e imediato). Para encontrar o ponto de mínimo desta função de custo total, é necessário encontrar o ponto em que o efeito da *tendência decrescente* da função de custo futuro ultrapassa o efeito da *tendência crescente* da função de custo imediato. Consequentemente, embora possa parecer intuitivo observando a Figura 4 que o ponto de ótimo corresponderia ao cruzamento entre as duas curvas, na verdade o ponto de ótimo corresponde ao ponto em que os *custos marginais* se igualam (e não ao ponto em que os *custos* se igualam, que é representado por este cruzamento).

**Figura 4 – Visão esquemática da função de custo futuro e função de custo imediato**



Mesmo na representação de sistemas muito mais complexos, a representação da função de custo futuro como uma função do armazenamento ao final do período é bastante utilizada, graças à sua flexibilidade. Em programas como o NEWAVE e o DESSEM, utilizados oficialmente para as decisões de despacho e formação de preços no mercado brasileiro e que utilizam programação dinâmica dual estocástica, a função de custo futuro é representada como uma série de inequações (ou “cortes”) – o que permite uma solução ágil do problema de otimização, além do “compartilhamento de cortes” entre cenários para incorporar o efeito da estocasticidade (múltiplos cenários aleatórios) de forma eficiente.

A lógica do mercado baseado em ofertas é que as ofertas de reservatório virtual submetidas pelos agentes de mercado guardam relação com a função de custo futuro. Embora esta seja de fato uma relação muito íntima, nota-se que há algum processamento que resta a ser feito, visto que em particular a função custo é representada em \$ enquanto as ofertas dos agentes são representadas em \$/MWh. Na seção 3.2, exploraremos como uma função de custo futuro pode ser “convertida” em uma oferta recomendada para os agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais, ainda sem introduzir efeitos associados a um mercado competitivo – isto é, admitindo que esta “oferta” continuaria a ser submetida por um planejador centralizado benevolente.

### 3.2 Convertendo a função de custo futuro em uma oferta

Nota-se que há três principais distinções entre a representação da função de custo futuro e a representação desejada para uma “oferta de venda de reservatório virtual” que seja equivalente:

- Em primeiro lugar, a função de custo futuro é representada como uma função do volume armazenado em hm<sup>3</sup>, enquanto a oferta de reservatório virtual deve ser representada como uma função da quantidade vendida em MWh;
- Além disso, a função de custo futuro representa um valor absoluto em \$, enquanto a oferta deve representar uma disposição a receber em \$/MWh em troca do reservatório virtual vendido pelos agentes;
- Por último, a função de custo futuro representa uma função do volume armazenado ao final do período, ao passo que a curva de oferta de reservatório virtual deve representar uma quantidade em MWh que o agente está disposto a vender.

Cada um destes três ajustes corresponde a uma modificação relativamente simples na função de custo futuro, de modo que a função de custo futuro e a curva de oferta podem conter *exatamente a mesma informação* em um caso com um único reservatório. Nota-se ainda que, em todas as experiências de mercados internacionais em que os agentes hidrelétricos podem submeter ofertas (como explorado no Entregável 4), os agentes ofertantes devem fazer exatamente este tipo de “tradução” entre um resultado de função de custo futuro e uma estratégia de oferta – de modo que este evidentemente não é um empecilho significativo à implementação de um mercado baseado em ofertas. Ainda assim, de modo a dar mais robustez à implementação do mecanismo baseado em ofertas, descrevemos aqui o passo a passo que seria realizado para converter a função de custo futuro em uma curva de oferta.

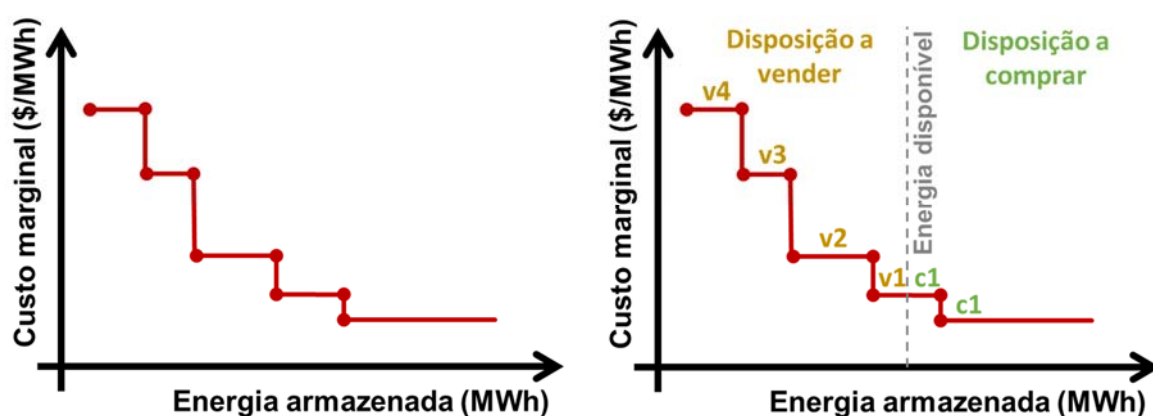
A conversão de um volume armazenado em hm<sup>3</sup> em uma “energia potencial” em MWh foi objeto dos desenvolvimentos apresentados no Entregável 3. Nota-se que, em primeira aproximação, quando o fator de produção  $\rho$  da hidrelétrica é constante, esta é uma simples conversão proporcional: um volume de 50 hm<sup>3</sup> associado a um fator de produção de 0.2 MW/m<sup>3</sup>/s, por exemplo, corresponde a uma energia de 2778 MWh, utilizando os fatores de conversão relevantes (vide Anexo 2 para mais detalhes). Há ainda algumas sutilezas adicionais (que foram exploradas em mais detalhe no Entregável 3), como por exemplo:

- No caso de usinas em cascata, é necessário considerar o fator de produção *acumulado* do gerador (somando as hidrelétricas a jusante);
- No caso de hidrelétricas com fator de produção dependente do volume, é necessário fazer uma transformação *não linear* entre armazenamento em hm<sup>3</sup> e energia em MWh: nesses casos, por exemplo, é possível que um armazenamento de 20 hm<sup>3</sup> corresponda a 1000 MWh mas um armazenamento de 40 hm<sup>3</sup> corresponda a 2500 MWh, já que volumes mais elevados implicam em uma água “mais valiosa” em termos de conversão em energia. Ainda assim, esta correspondência não-linear não representa nenhum empecilho para a representação da função de custo futuro no formato da curva de oferta;
- No caso de hidrelétricas cujo fator de produção varia também em função do turbinamento, nota-se que é necessário selecionar um nível de turbinamento “de referência” para que a

conversão de hm3 em MWh seja fixa para determinado nível de volume armazenado, o que mais uma vez permite uma conversão coerente entre as duas curvas.

Terminado este primeiro passo, tem-se uma primeira modificação da função de custo futuro, representada em função da energia armazenada no lugar do volume armazenado. O segundo passo é tomar a *derivada* desta função para obter a curva de oferta no lugar do custo agregado: com esta etapa, nota-se que a curva de oferta corresponderá à *inclinação* da função de custo futuro originalmente definida para cada nível de energia armazenada. Além disso, como a função de custo futuro é decrescente em função da energia armazenada, convencionamos incorporar um sinal negativo a esta derivada. Visto que a função de custo futuro original correspondia a um custo em \$ em função da energia em MWh, a sua derivada corresponderá a um custo marginal em \$/MWh em função da energia em MWh – o que corresponde às unidades desejadas para a curva de oferta de reservatório virtual. Além disso, como a função de custo futuro é *convexa* (propriedade que tem relação com funções que tenham segunda derivada positiva), ao tomar a sua derivada e incorporar um sinal negativo, chega-se a uma função custo marginal *decrescente*. O resultado deste procedimento é uma curva similar à apresentada no lado esquerdo da Figura 5, que ainda contém a mesma informação que a função de custo futuro original – a curva original poderia ser recuperada (a menos de uma constante que não afeta o problema de otimização) integrando-se o custo marginal em função da energia armazenada e realizando a conversão inversa da energia armazenada em volume armazenado.

**Figura 5 – Visão esquemática da função de custo marginal e do procedimento para determinar a curva de oferta final**



A terceira etapa do procedimento envolve converter esta função custo marginal – que depende da energia armazenada ao final do período – em uma função onde o eixo horizontal representa a quantidade de energia de reservatório virtual que o agente ofertante está disposto a vender (ou comprar). Para isto, é necessário utilizar a informação de *energia disponível ao início do período*: como indicado na seção 3.1, este valor pode ser obtido facilmente a partir de dados disponíveis ao início de cada dia, fazendo ajustes similares aos apresentados na etapa anterior para converter as afluições em hm3 em energias de reservatório virtual em MWh. Conhecendo a energia disponível ao início do período, as quantidades ofertadas pelo agente detentor de reservatórios virtuais podem ser facilmente determinadas por meio da *diferença* entre a energia armazenada ao final do período e a energia disponível ao início do período – como ilustrado na imagem à direita da Figura 5.

Nota-se que o agente detentor do reservatório virtual faz uma oferta para *vender* seus créditos de reservatório (e, portanto, terminar o dia com uma energia armazenada inferior à energia disponível ao início do dia) caso o preço seja alto o suficiente, e faz uma oferta para *comprar* créditos de reservatório adicionais (terminando o dia com uma energia armazenada superior à energia disponível ao início do dia) caso o preço seja baixo o suficiente. Esta disposição a comprar e a vender do agente de mercado pode ser representada como uma série de *segmentos* de oferta de compra ou de venda de reservatório virtual, com diferentes preços e quantidades. Com isto, nota-se que a função de custo futuro pode ser convertida em curvas de oferta de compra e de venda de créditos de reservatório virtual, sem perda de informação ao longo das transformações realizadas.

### 3.3 Individualizando as curvas de oferta de reservatório virtual

Como apresentado no Entregável 3, a recomendação para a implementação do mecanismo baseado em ofertas no Brasil envolve que o operador do sistema submeta a cada um dos agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais uma “oferta recomendada”, obtida a partir de rodadas do modelo de operação a mínimo custo para estimar o valor da água – e, portanto, oferecer uma estimativa para os agentes do valor da energia armazenada. Embora os agentes não sejam obrigados a seguir esta recomendação do operador, trata-se de um ponto de referência que pode ajudar a ancorar expectativas dos agentes e facilitar uma eventual transição para o mecanismo baseado em ofertas.

O procedimento detalhado na seção 3.2 permite converter uma função de custo futuro (obtida, por exemplo, de simulações utilizando o modelo NEWAVE ou DECOMP) em uma curva de oferta de referência representando o sistema como um todo. Entretanto, para que seja possível submeter a cada agente uma curva de oferta “recomendada”, é desejável *individualizar* esta curva de oferta – isto é, no lugar de enviar a cada agente uma curva de oferta recomendada para o sistema como um todo, enviar uma curva que seja mais compatível com a representatividade de cada agente no sistema como um todo. De forma geral, podemos admitir que cada agente  $b$  é “responsável” (para efeitos de representação das curvas de oferta recomendadas pelo operador) por uma fração  $\gamma_b^F$  do reservatório virtual do sistema como um todo. Nota-se que, como os agentes ofertantes não precisam seguir as recomendações do operador, as participações  $\gamma_b^F$  representam apenas um *guia* para a tomada de decisão dos agentes (é importante que estas participações de referência sejam definidas de forma que a soma das participações atribuídas a cada agente  $b$  de todo o sistema seja igual a 1). Nos exercícios apresentados no presente relatório, representamos  $\gamma_b^F$  como sendo igual à participação de cada agente no volume armazenado em reservatórios virtuais ao final do dia anterior  $\gamma_b^V$ . Implicitamente, esta representação sugere que os agentes que detêm a maior parte da energia armazenada em determinado dia serão os mesmos que deterão a maior parte da energia armazenada no dia seguinte.

Para realizar esta individualização da curva de oferta, entretanto, vale destacar que esta distribuição deve ser feita em termos de energia armazenada individual, antes da última etapa do procedimento descrito na seção 3.2 que transforma a função de custos marginais (representada em função da energia armazenada) e uma função de disposição a pagar e a receber para as ofertas de compra e venda de reservatório virtual. Por exemplo, seja um caso em que a curva do sistema inteiro indica que os agentes deveriam estar dispostos a vender reservatório virtual a um preço de 150 \$/MWh para um nível de armazenamento total para o sistema correspondente a 5000 MWh, e analisemos o caso de um agente que seja detentor de  $\gamma_b^F = 0.1$ . A lógica da individualização da curva de oferta significa que este agente deve estar disposto a vender reservatório virtual a um preço de 150 \$/MWh para um nível de

armazenamento individual correspondente a 500 MWh para este agente  $b$  específico. Entretanto, visto que a energia disponível (como introduzido na seção 3.1) é composta tanto pela energia remanescente ao final do período anterior  $V$  quanto pela energia afluente no novo período  $A$ , nota-se que a participação do agente  $b$  no volume inicialmente disponível nos reservatórios virtuais do sistema envolve uma ponderação destas duas quantidades:

$$\gamma_b^V \cdot V + \gamma_b \cdot A$$

Onde  $V$  e  $A$  são representados em MWh e  $\gamma_b^V$  e  $\gamma_b$  são parâmetros adimensionais. Como descrito anteriormente, o parâmetro  $\gamma_b^V$  representa a participação do agente no volume armazenado ao final do período anterior, ao passo que o parâmetro  $\gamma_b$  representa o número de cotas que o agente detém no condomínio de hidrelétricas do sistema. O parâmetro  $\gamma_b$  seria correspondente às participações dos agentes no MRE, e opera como um dado exógeno que determina como a energia afluente ao sistema deve ser distribuída entre os diferentes participantes. Consequentemente, é desejável calcular separadamente o volume inicial individual para cada agente e a função de custo marginal em função do volume final para que seja possível submeter a cada participante uma curva de oferta de reservatório virtual recomendada (nos moldes sugeridos pela Figura 5) individualizada para cada agente.

Nota-se que, desde que os agentes detentores de cotas do MRE continuem a ser aproximadamente os mesmos agentes detentores de créditos de reservatório virtual (isto é,  $\gamma_b$  próximo de  $\gamma_b^V$ ), não há grande efeito associado ao fator  $\gamma_b^F$  considerado ou à ponderação acima para representar o volume inicial disponível a cada agente. Entretanto, como será explorado na seção 4.2, à medida que começa a haver divergência entre as estratégias de oferta dos agentes, isto pode resultar em equilíbrios em que a participação de um agente no armazenamento de reservatórios virtuais do sistema como um todo  $\gamma_b^V$  pode ser bastante distante da sua participação  $\gamma_b$  nas afluências do sistema. Esta divergência nas estratégias de oferta pode emergir por diferentes motivos – por exemplo, diferentes informações privadas a respeito da provável evolução futura do sistema, diferentes aversões ao risco praticadas pelos agentes, diferentes necessidades de fluxo de caixa imediato, e outras considerações –, e no presente trabalho focaremos em analisar as potenciais *consequências* desta divergência.

### 3.4 Implementação prática do *wizard* de ofertas hidrelétricas

Na prática, o *wizard* utilizado para construir ofertas hidrelétricas no laboratório computacional foi dividido em duas partes, seguindo procedimento análogo ao apresentado até aqui:

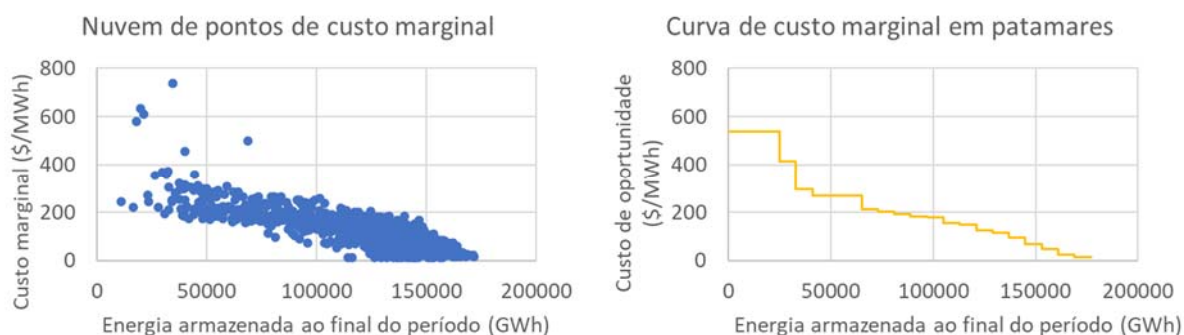
- O primeiro *wizard* tem como responsabilidade informar uma “curva de custos marginais” em função da energia armazenada para o sistema como um todo, que corresponde ao penúltimo passo do procedimento detalhado na seção 3.2,
- O segundo *wizard* realiza a individualização das ofertas seguindo essencialmente o procedimento detalhado na seção 3.3, e adicionando um *mark-up* individualizado por agente sobre os preços recomendados resultantes do primeiro *wizard*.

Para o primeiro *wizard*, o principal desafio é extrair a informação da função de custo futuro de uma rodada de longo prazo do sistema. Esta informação é extraída de uma simulação realizada com o software SDDP, desenvolvido pela PSR, e que resolve o problema de otimização estocástico de despacho dos geradores do sistema. O paradigma de funcionamento do modelo SDDP é análogo ao utilizado pelos modelos oficiais do sistema elétrico brasileiro, de modo que um procedimento análogo poderia ser

aplicado utilizando os softwares NEWAVE e DECOMP para extrair um resultado que, analogamente ao primeiro wizard, represente uma estimativa da função de custo futuro. Nota-se que paradigma da representação destes modelos implicitamente considera uma representação baseada em *custos*, em que (em particular) os agentes termelétricos são representados utilizando o seu custo variável unitário real. Na prática, esta representação baseada em custos é em geral considerada uma boa aproximação para o resultado de equilíbrio de mercado em uma situação próxima da competição perfeita, em que os agentes não têm incentivo para informar preços de oferta diferentes do seu custo variável real.

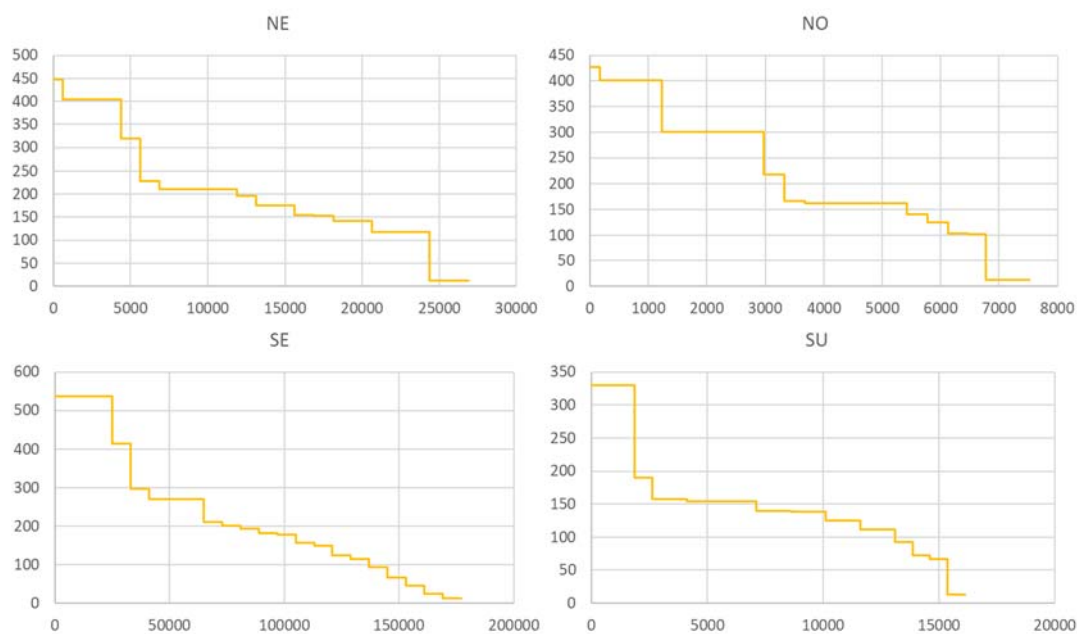
Uma simplificação feita no procedimento associado ao primeiro *wizard* está associada à observação de que (i) o dado relevante para a curva de oferta é o valor da *derivada* da função de custo futuro (e não o seu valor absoluto) e de que (ii) no ponto de equilíbrio que corresponde à operação ótima do sistema o custo marginal futuro e o custo marginal imediato se igualam. A partir desta observação, nota-se que o *custo marginal da energia* em determinado período (que pode ser obtido facilmente a partir de rodadas do modelo) é uma boa aproximação para o valor marginal da função de custo futuro, o que levou à estratégia de representação adotada. Primeiramente, realiza-se uma simulação de longo prazo com um grande número de séries utilizando um software de simulação estocástica com representação realista do sistema. Esta simulação deve ter horizonte longo o suficiente para conter anos “intermediários” que não são afetados pela condição inicial dos reservatórios (que em geral influencia os primeiros períodos) e nem pelo final do horizonte de simulação (em que não há mais incentivos para manter água armazenada para períodos futuros, e consequentemente tende a haver um esvaziamento rápido dos reservatórios). Desta forma, pode-se identificar um período intermediário que representa um “estado estacionário” para a representação do sistema. Correlacionando os dados de preço marginal com os dados de energia armazenada ao final do período obtidos nos diversos cenários simulados para este estado estacionário, o resultado é análogo ao apresentado na Figura 6. Nota-se que, devido à característica estocástica dos diferentes cenários simulados, há uma dispersão significativa na nuvem de pontos que determina o custo marginal em função do volume (imagem à esquerda), embora exista uma tendência bastante visível para o comportamento destas duas variáveis. Realizando uma subdivisão deste intervalo em “patamares” de energia armazenada, pode-se extrair uma curva de custo marginal (imagem à direita) análoga à apresentada na Figura 5. Vale ainda destacar que, devido a efeitos sazonais, para que a representação da nuvem de pontos de fato recupere características reais da função de custo futuro é necessário filtrar unicamente os preços marginais ocorridos em determinado *mês* (isto é, no mesmo ponto do “ciclo” de sazonalidade anual) para que os dados sejam comparáveis.

**Figura 6 – Obtenção de dados de custo marginal e curva de custo marginal associada à função de custo futuro**



Este mesmo procedimento é então repetido para cada um dos reservatórios virtuais do sistema, ainda como parte do primeiro *wizard*: o resultado é uma curva de custo marginal para cada reservatório do sistema, que posteriormente será convertida em uma curva de oferta para cada agente e para cada reservatório virtual.

**Figura 7 – Exemplos de funções custo marginais obtidas para um caso representando o sistema brasileiro, com quatro reservatórios virtuais**



Vale destacar que, embora o procedimento descrito para o primeiro *wizard* tenha possibilitado extrair de forma eficiente valores para a curva de custos marginais, este algoritmo está limitado à representação de um equilíbrio de longo prazo do sistema – ao passo que, para a curva de oferta *instantânea* utilizada para as ofertas dos agentes em determinado dia específico, as características particulares daquele dia em especial podem afetar as estratégias de oferta de forma relevante. Como uma possível extensão futura deste projeto de P&D, poderiam ser explorados algoritmos alternativos para a extração desta curva de custos marginais – já que, conforme mencionado no desenho conceitual exposto no Entregável 3 deste projeto de P&D, o operador do sistema seria responsável por realizar simulações do despacho (utilizando os modelos NEWAVE, DECOMP e/ou DESSEM) com o objetivo de indicar aos agentes do mercado uma sugestão de oferta que seja compatível. De toda forma, pelo próprio paradigma de um modelo de despacho e formação de preços baseado em ofertas, espera-se que os agentes de mercado invistam em novos algoritmos e tratamentos de dados que lhes permitam refinar as suas estratégias de oferta – de modo que a curva de oferta “recomendada” pelo operador do sistema se tornaria cada vez menos relevante com o passar do tempo e à medida que o mercado alcança a maturidade.

No que diz respeito à representação do segundo *wizard*, não há grandes diferenças entre o mecanismo efetivamente implementado e o procedimento detalhado na seção 3.3, visto que trata-se de um procedimento mais simples do que a extração realizada pelo primeiro *wizard*. Destaca-se, entretanto, que por simplicidade, nos exercícios apresentados nos capítulos 4 e 5, as ofertas de reservatório virtual foram representadas exclusivamente como ofertas de *venda* (e nunca como ofertas de *compra*). Como indicado na seção 3.2, em princípio não haveria empecilhos em utilizar a mesma função de custo marginal para determinar tanto ofertas de venda quanto ofertas de compra de determinado agente – e

em princípio não haveria nenhum empecilho estrito a adotar esta representação. Entretanto, ao limitar as ofertas de reservatório virtual a ofertas de venda apenas, os resultados obtidos foram mais facilmente interpretáveis, e a expectativa é que, embora a convergência seja mais lenta, o equilíbrio alcançado em termos de que agentes detêm que fração do armazenamento total do sistema ( $\gamma_b^V$  na notação da seção 3.3) seria o mesmo do que seria obtido caso os agentes pudessem comprar reservatórios virtuais. Uma limitação remanescente do modelo que não permite ofertas de compra de reservatório virtual é que um agente que não seja participante do MRE (isto é, um agente com  $\gamma_b = 0$ ) não teria a oportunidade de atuar no mercado para adquirir créditos de reservatório virtual para atingir  $\gamma_b^V > 0$ . Embora as principais intuições envolvidas em um cenário como este não sejam muito diferentes de um caso de um agente participante do MRE que atua de forma a alcançar  $\gamma_b^V \gg \gamma_b$  (como explorado na seção 4.2.3), este tipo de análise ao redor de um agente comprador de créditos de reservatório virtual fora do MRE poderia ser objeto de trabalhos futuros utilizando o laboratório computacional.

## 4 ESTRATÉGIAS DE OFERTA EM SISTEMAS EXEMPLO

O objetivo deste capítulo é apresentar experimentos que simulam o comportamento dos agentes de acordo com as suas respectivas estratégias de precificação, a fim de demonstrar os diferentes efeitos que as forças de mercado podem ter sobre o sistema, tanto em termos físicos quanto em termos comerciais. Na seção 4.1, apresentamos um estudo de caso envolvendo um sistema exemplo que contém unicamente geradores termelétricos (e que portanto não possui dependências intertemporais associadas às estratégias de oferta dos agentes), ao passo que na seção 4.2 exploramos um estudo de caso para um sistema exemplo que contém hidrelétricas com reservatório, incorporando elementos da inteligência introduzida no capítulo 3 para esta representação. Cada um dos estudos de caso é acompanhado de uma discussão dos resultados e conclusão (seções 4.1.5 e 0 respectivamente).

Destaca-se que todos os exercícios foram realizados utilizando a versão 0.1.0 do Laboratório Computacional, *software* que acompanha o presente relatório como um Entregável do projeto de P&D. Visto que o software continuará passando por aprimoramentos contínuos mesmo depois da finalização deste relatório, para usuários que desejem reproduzir exatamente os resultados apresentados aqui é recomendável que utilizem a ferramenta do Git para baixar esta versão 0.1.0 explicitamente – embora para a maior parte das aplicações seja recomendável selecionar a última versão disponível.

Nota-se que nos sistemas exemplo selecionados, um elemento importante considerado é que a *variação temporal* dos parâmetros é limitada, o que simplifica a obtenção de um “estado estacionário” que represente o equilíbrio de longo prazo. Em sistemas reais, a *variação sazonal* presente na demanda, recursos hídricos, e outros recursos renováveis não-convencionais significam que seria necessário simular horizontes muito mais extensos (com duração de múltiplos anos) para possibilitar uma análise robusta das consequências de longo prazo das estratégias de oferta dos agentes.

### 4.1 Sistema puramente termelétrico

#### 4.1.1 Caracterização do sistema exemplo

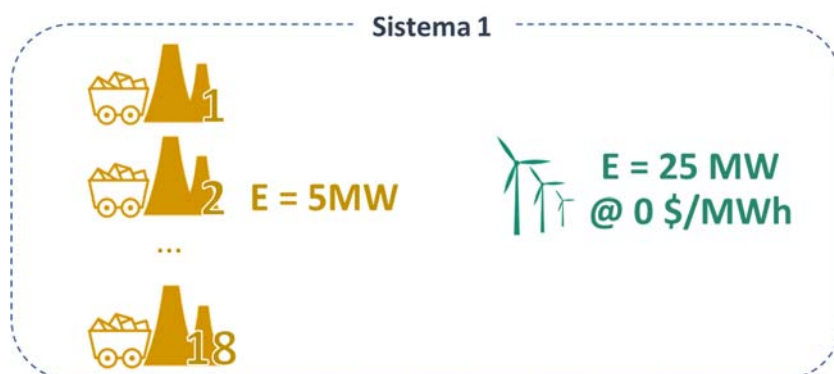
Dado que o objetivo destes experimentos é justamente analisar o comportamento dos participantes de um mercado de acordo com suas características e mensurar como o tamanho de um agente pode influenciar no seu posicionamento estratégico, foi definido um único sistema base com as características de ativos e as configurações de execução mencionadas anteriormente, variando apenas a alocação dos ativos ou as diferenças entre os mercados *Day Ahead* e *Real Time*. Para representar a dinâmica de um mercado baseado em ofertas em sua forma mais simplificada, sem usinas hidrelétricas e, portanto, sem reservatórios virtuais, foram realizadas rodadas de um caso exemplo que considera um único subsistema, com uma barra, composto por dezoito térmicas, cada uma com potência instalada de 5MW, como demonstrado na Figura 8, e custos de combustível que variam entre 6 \$/MWh e 57 \$/MWh. A térmica 1 utiliza o combustível mais barato e a térmica 18 o mais caro, com uma variação crescente de 3 \$/MWh entre cada uma das usinas de 1 a 18.

Além disso, o sistema ainda conta com a participação de uma usina renovável, que será submetida a perfis completamente aleatórios de geração renovável que farão com que a usina produza, a cada hora, algum valor entre zero e 25 MW de geração (com produção média de 12,5 MW). Estes cenários são definidos em termos percentuais de acordo com a disponibilidade de recursos renováveis a serem convertidos em energia. Dito isto, temos que a geração renovável a cada hora do caso exemplo é dada

pelo produto da potência instalada (possivelmente ajustada por um fator de produção da usina) e um coeficiente de cenário de estação renovável. Já a definição da demanda inserida em todos os experimentos do presente relatório é realizada diretamente como dado de entrada. Para os casos deste capítulo, foi estabelecida uma demanda mínima horária próxima de 28 MW e uma demanda máxima de 60MW para cada hora do horizonte de estudo, com picos diários de demanda entre 18h e 23h de cada dia.

Além disso, para o funcionamento adequado do software de precificação por oferta, dois arquivos de dados de entrada que indicam diferenças entre o mercado *Day Ahead* e *Real Time* foram inseridos na pasta de cada caso – correspondendo respectivamente a desvios nos dados de demanda e nos dados de geração renovável, que são incorporados. Os desvios de demanda são representados como valores absolutos em GWh, enquanto os desvios de estação renovável são representados como uma variação no coeficiente de produção percentual. Tais desvios representam que os dados de renováveis e demanda possuem algum grau de *imprevisibilidade* entre as melhores estimativas realizadas na otimização do dia seguinte e sua realização no mercado em tempo real. Entretanto, nos primeiros exercícios apresentados (seção 4.1.2 e 4.1.3) não foi implementada nenhuma alteração dos cenários de demanda e geração renovável entre os mercados do dia seguinte e o mercado de balanço – os arquivos de entrada referentes a estes parâmetros foram zerados, implicando em uma demanda e uma geração renovável idêntica no cenário *day ahead* e *real time*.

**Figura 8 – Configuração de térmicas e renováveis no sistema exemplo**



Para os exemplos descritos neste capítulo, definiu-se o tipo de execução “Computer”, que como introduzido na seção 2.1 resolve o problema de otimização para todo o horizonte de estudo, utilizando iterativamente os *wizards* pré-definidos para estabelecer as estratégias de oferta a cada dia até alcançar o horizonte de uma semana. Também foi definido um custo de déficit de 3000\$/MWh de modo que, na maioria dos exemplos aqui descritos, a demanda seja integralmente atendida ao longo de todo o horizonte de estudo. Embora as características do sistema tenham sido construídas de modo a evitar que qualquer déficit ocorresse (18 térmicas de 5 MW cada correspondem a 90 MW, enquanto a demanda de ponta não ultrapassa 60 MW médios), como veremos na seção 4.1.4 existe a possibilidade de que a estratégia de oferta dos agentes vendedores possa levar a cenários de déficit. Este resultado ilustra a importância de mecanismos de monitoramento e de mitigação de poder de mercado. É importante ter em mente que, apesar de destacar relações de poder de mercado nos exemplos deste capítulo, este não é um problema sem solução. Dentre as possibilidades para mitigá-lo estão a possibilidade de sobrescrever ou descartar ofertas que levantem suspeita desta prática, implementar

limites às ofertas ou até mesmo multar e penalizar agentes em que se identifique manipulação do mercado. Tais mecanismos serão abordados com mais detalhes no Entregável 6, de Desenho Detalhado.

Conforme ilustrado na Tabela 1, os ativos foram distribuídos entre quatro agentes da seguinte maneira:

- O agente 1, de principal interesse para os exercícios da seção 4.1.3, detém apenas a térmica 9, com CVU de 30\$/MWh. Nota-se que isto significa que o agente 1 possui uma térmica de custo intermediário – as térmicas mais baratas têm alta probabilidade de serem despachadas enquanto as térmicas mais caras têm baixa probabilidade, mesmo antes de considerar qualquer tipo de comportamento estratégico.
- O agente 2 detém um conjunto de térmicas de número par “mais baratas”, explicitamente representadas pelas térmicas de número 2, 4, 6, 8, 10, e 12. A seção 4.1.4 apresenta exercícios para as estratégias de oferta envolvendo este agente.
- O agente 3 é dono das térmicas ímpares “mais baratas”, de números 1, 3, 5, 7, 11, e 13. Este agente possui características muito similares ao agente 2 no que diz respeito às características dos seus ativos geradores e ao seu tamanho (e, portanto, na sua capacidade de exercer poder de mercado).
- O agente de número 4 é representado como proprietário tanto da estação renovável quanto das térmicas “*peakers*”, de número 14 a 18. Este agente implicitamente representa um conjunto de vendedores que será representado ao longo desta seção como *tomadores de preço* (e não necessariamente indica que a renovável e as térmicas mais caras do sistema possuem o mesmo dono).

**Tabela 1 – Alocação de termelétricas entre agentes**

| Térmica | CVU (\$/MWh) | Agente | Térmica | CVU (\$/MWh) | Agente |
|---------|--------------|--------|---------|--------------|--------|
| 1       | 6            | 3      | 10      | 33           | 2      |
| 2       | 9            | 2      | 11      | 36           | 3      |
| 3       | 12           | 3      | 12      | 39           | 2      |
| 4       | 15           | 2      | 13      | 42           | 3      |
| 5       | 18           | 3      | 14      | 45           | 4      |
| 6       | 21           | 2      | 15      | 48           | 4      |
| 7       | 24           | 3      | 16      | 51           | 4      |
| 8       | 27           | 2      | 17      | 54           | 4      |
| 9       | 30           | 1      | 18      | 57           | 4      |

#### 4.1.2 Análises preliminares de equilíbrio

Antes de analisar os resultados contemplando as estratégias de oferta dos diferentes agentes (que serão objeto das seções 4.1.3 e 4.1.4), é interessante realizar algumas análises sobre as saídas de uma rodada do modelo em que todos os agentes submetem ofertas com *mark-up* igual a zero. Esta configuração pode ser interpretada como o equilíbrio natural em um mercado de concorrência perfeita – em que

<sup>5</sup> Entende-se por térmica *peaker* uma térmica de CVU elevado que possui baixa probabilidade de ser despachada. Nesta representação, selecionamos arbitrariamente as térmicas de 14 em diante para representar o conjunto de térmicas consideradas “*peakers*”.

nenhum dos agentes possui poder de mercado e em que, portanto, escolher um *mark-up* maior do que zero só pode reduzir o lucro do agente e nunca aumentá-lo. Vale destacar que, com fins de simplificação, todas as rodadas para este caso foram realizadas de maneira determinística, considerando, portanto, um único cenário para a geração renovável na resolução do problema de otimização.

Na solução deste problema, que considera a oferta renovável constante em preço zero, é trivial concluir que qualquer oferta realizada por esta estação será prontamente aceita desde que o total gerado por este tipo de usina seja menor do que a demanda do mercado. Para este exemplo, não há, em nenhuma das horas ao longo do horizonte, uma situação em que a geração renovável seja capaz de suprir a demanda por completo, dado que a capacidade de geração renovável máxima atinge 25 MWh e a demanda deste mercado nunca é menor do que 28,14 MW. Desse modo, pelo menos uma térmica será obrigada a gerar em todos os momentos, visto que as usinas instaladas neste mercado consistem apenas em térmicas e renováveis que sempre devem atuar de modo complementar.

Como nos casos exemplo analisados ao longo desta seção o enfoque será sobre a geração térmica, faz sentido analisar a demanda do ponto de vista *líquido*, subtraindo desta variável a capacidade de geração renovável a cada instante. Esta análise decorre do fato de que este tipo de gerador sempre terá preferência na ordem de mérito, uma vez que o preço considerado pela oferta renovável neste exemplo é 0 \$/MWh contra um preço mínimo de oferta térmica de 6 \$/MWh. Em casos como este, o processo de aceitação das ofertas preço-quantidade por parte da demanda se dá justamente pela verificação de qual agente está ofertando ao menor preço. Depois que a quantidade de energia disponibilizada para venda pelo ofertante mais barato se esgota, a demanda será atendida pela segunda oferta mais barata, e assim sucessivamente até que os consumidores sejam totalmente supridos ou até que o modelo encontre algum agente que ofereça a um preço superior ao custo de déficit, de modo que o consumidor prefira não consumir energia a adquirir uma certa quantidade por um preço elevado.

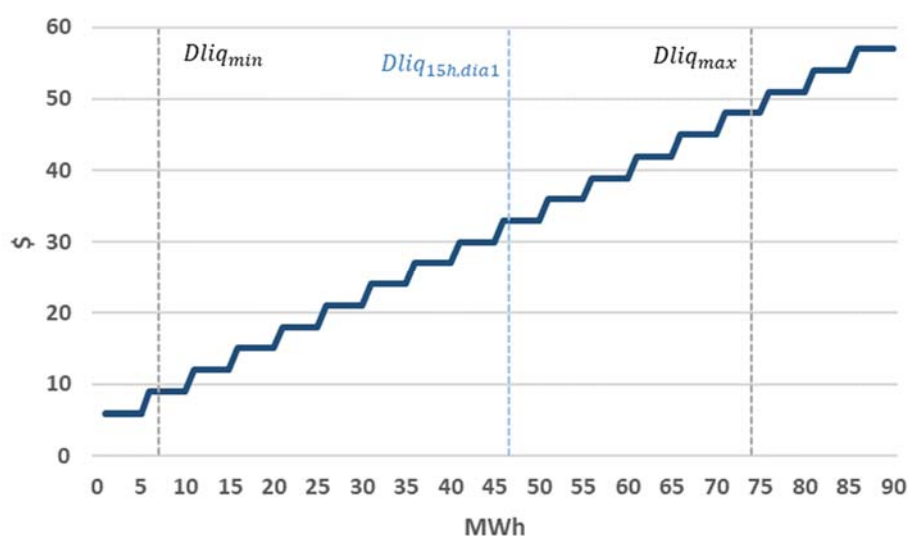
Nos resultados que ilustram esta subseção, a usina que dita o preço na maior parte do tempo é a térmica 6, que determina um preço spot no mercado de balanço de 21 \$/MWh em 14,9% das horas da semana de estudo. É relevante destacar que o lucro de qualquer uma das usinas é zero nas horas em que ela margina o preço spot – e que, visto que não há diferença nos parâmetros de demanda e geração renovável entre o *Day Ahead* e o *Real Time*, não é necessário considerar as diferentes permutações (como um agente marginando no *real time* mas não no *day ahead*) que podem levar a lucros diferentes de zero. Isso se deve ao fato de que a receita marginal da usina é anulada por um custo marginal de igual magnitude nestes pontos. Dito isto, é interessante observar que, quanto menor for o preço de oferta de um gerador em relação ao preço spot para uma determinada hora, maior será o lucro obtido pela diferença do preço de venda em relação ao CVU desta usina.

Ao realizar esta análise, também é possível verificar que a menor necessidade de suprimento termelétrico é de 5,22 MWh e, portanto, a térmica 1 é a única que sempre será despachada ao longo do horizonte, implicando no fato de que o preço spot não poderá ser inferior a 6 \$/MWh. Além disso, é trivial observar que a geração máxima que o parque térmico deverá suprir será de aproximadamente 74,8 MW em determinada hora. Logo, é garantido que as térmicas 16, 17 e 18 não serão acionadas em nenhum momento ao longo da semana de estudo, fazendo com que o preço máximo deste experimento não ultrapasse 48 \$/MWh.

Na Figura 9, pode-se observar a curva de oferta e as curvas de demanda (verticais) para estes dois pontos limítrofes representando a demanda máxima e mínima, além de uma terceira curva de demanda

representando uma demanda “mediana”, representativa do horário das 15h no primeiro dia da semana de estudo. Neste terceiro ponto, a geração renovável supriu 8 MW dos 54,03 MW da demanda horária, restando aproximadamente 46,03 MW para serem atendidos pelas térmicas. Portanto, para atender o restante da demanda, as térmicas de 1 a 10 foram acionadas. A térmica 10, mais cara dentre as acionadas, não obteve lucro algum dado que vendeu 1,03 MW de energia pelo mesmo preço do custo de produção. A térmica 9, de propriedade do agente 1, conseguiu um lucro de \$15 ao vender os seus 5 MW de capacidade instalada com uma margem de lucro de 3 \$/MWh. Além disso, por não incorrer em custos no caso exemplo desenhado, a geradora renovável conseguiu um lucro de \$264 pelos 8 MW vendidos, enquanto a geração térmica total lucrou \$675 ao atender os 46,03 MW do restante demandado.

**Figura 9 – Encontro das curvas de oferta e demanda para a rodada com fator de *Mark-Up* zero**



#### 4.1.3 Estratégias para um pequeno agente termelétrico

Conforme mencionado na seção 2.3, o laboratório computacional permite ao usuário estipular fatores de *mark-up*, associados individualmente aos agentes, que funcionam como um multiplicador a ser aplicado sobre os preços ofertados para cada um dos seus ativos. Estes fatores são aplicados por meio de *wizards* que automaticamente criam as ofertas de cada um dos participantes deste mercado, permitindo que o executor do modelo tenha algum controle sobre como mapear estratégias sem necessariamente precisar inserir as informações de oferta de preço-quantidade no formato exigido pelo modelo (que envolve informar valores para cada hora do dia analisado, representando explicitamente os diferentes segmentos de oferta de cada gerador). Esta ferramenta de atribuir diferentes *mark-ups* a alguns participantes de interesse deste mercado foi utilizada para identificar quais ofertas maximizam os lucros para cada tipo de agente.

Todos os agentes “coadjuvantes” neste experimento foram designados a um fator de *mark-up* igual a zero e, por isso, ofertam preços exatamente iguais aos seus CVUs, seguindo a lógica da teoria marginalista para um mercado competitivo seguindo a hipótese (não necessariamente verificada) de que os agentes não têm poder de mercado<sup>6</sup>. Ao agente 1, foram designados fatores de *mark-up* distintos ao longo de 19 rodadas, o que influenciou diretamente no posicionamento da térmica 9 (única térmica

<sup>6</sup> Vale destacar que as análises das interações entre o poder de mercado de diferentes agentes no sistema serão objeto do Entregável 11.

sob o controle do agente 1 como visto na seção 4.1.1) na ordem de mérito do despacho, alterando os preços de oferta e o lucro por rodada para um mesmo perfil de comportamento dos demais participantes do mercado. Embora o CVU da térmica 9 fosse constante e igual a 30 \$/MWh, os diferentes fatores de *mark-up* avaliados levaram a preços de oferta variando entre 15 \$/MWh e 45 \$/MW.

Para contabilizar o lucro de cada agente, foi utilizada a metodologia descrita na seção 2.5 – porém, como foi determinado nos arquivos de entrada do modelo que não houvesse diferença entre a previsão e realizado da demanda e da geração renovável no despacho real, o cálculo do lucro de cada um dos agentes envolvidos no despacho é bastante simples, já que a liquidação do mercado *real time* é sempre igual a zero<sup>7</sup>. Na Tabela 2, são apresentados o lucro (para todo o período de 1 semana), os fatores de *mark-up* e os preços das ofertas feitas pelo agente 1, que detém apenas 5 dos 90 MW de capacidade de geração termelétrica do sistema.

**Tabela 2 – Rodadas com diversos Mark-Ups atribuídos ao pequeno agente térmico**

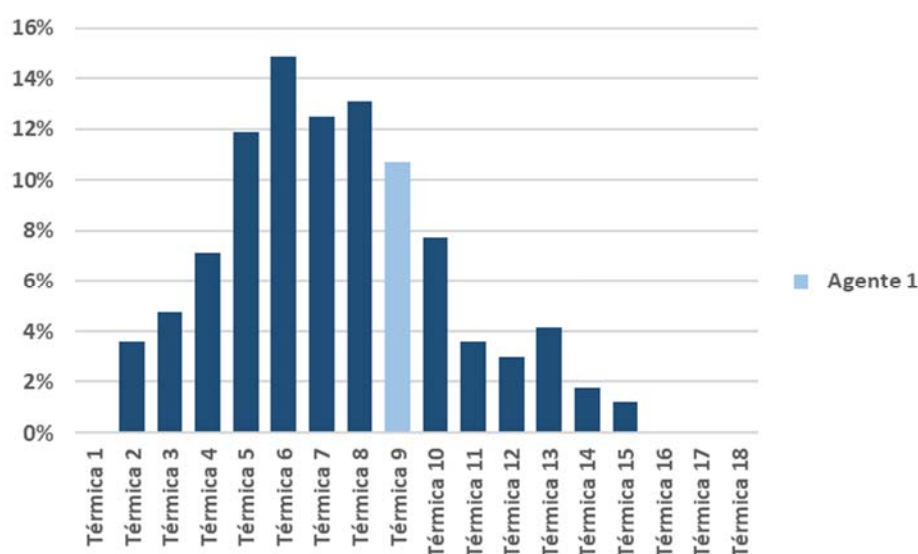
| Mark-Up | Preço de Oferta (\$/MWh) | Lucro (\$/Sem.) | Mark-Up     | Preço de Oferta (\$/MWh) | Lucro (\$/Sem.) |
|---------|--------------------------|-----------------|-------------|--------------------------|-----------------|
| -50.0%  | 15,00                    | -3519,36        | <b>5.5%</b> | <b>31,65</b>             | <b>1497,30</b>  |
| -44.4%  | 16,68                    | -2614,18        | 11.1%       | 33,33                    | 1326,65         |
| -38.8%  | 18,36                    | -1174,87        | 16.6%       | 34,98                    | 1374,54         |
| -33.3%  | 20,01                    | -1072,11        | 22.2%       | 36,66                    | 1126,24         |
| -27.7%  | 21,69                    | 216,36          | 27.7%       | 38,31                    | 1145,13         |
| -22.2%  | 23,34                    | 271,69          | 33.3%       | 39,99                    | 962,40          |
| -16.6%  | 25,02                    | 889,64          | 38.8%       | 41,64                    | 985,09          |
| -11.1%  | 26,67                    | 977,56          | 44.4%       | 43,32                    | 599,46          |
| -5.5%   | 28,35                    | 1352,70         | 50.0%       | 45,00                    | 369,44          |
| 0.00    | 30,00                    | 1425,00         |             |                          |                 |

Nota-se que, em todos os cenários em que o gerador declara um *mark-up* menor do que zero, o agente corre o risco de ser remunerado a um preço abaixo do seu custo variável unitário real sempre que é despachado. Na rodada com o menor *mark-up*, -0.5, foi possível observar que o referido agente opera com grande prejuízo, levando o agente 1 a sucessivos lucros negativos que tornam esta oferta totalmente inviável do ponto de vista econômico. Isto ocorre porque a térmica 9 começa a gerar com frequência em situações em que o custo marginal do sistema não remunera o seu CVU. Além disso, é possível observar que parâmetros de *mark-up* cada vez maiores elevam o lucro do agente à medida que se aproximam de zero, graças à redução no número de horas em que ele seria obrigado a despachar com prejuízo, culminando em um impacto positivo na sua receita. Como demonstra a Tabela 2, na 11ª simulação realizada, com ofertas de 31,65 \$/MWh (markup de 5,5%), o agente finalmente conseguiu elevar o seu preço o suficiente para não deixar de ser despachado e, simultaneamente, não incorrer em prejuízo – obtendo, portanto, o seu máximo lucro dentre as estratégias de oferta simuladas. Para valores de *mark-up* superiores a este valor ótimo, entretanto, nota-se que o lucro se torna novamente decrescente em função do *mark-up*: isto porque o gerador passa a ser deslocado da curva da ordem de mérito por geradores com CVU mais elevado, e portanto perde a oportunidade de gerar (e portanto de coletar lucros adicionais) em determinadas horas.

<sup>7</sup> Portanto, o cálculo do lucro é simplesmente (*Preço day-ahead x Quantidade day-ahead*) – CVU.

O despacho mais lucrativo, dado que o agente 1 atua de forma a maximizar o seu lucro, apresenta um preço spot médio de 25,28 \$/MWh, com a térmica 6 marginando o preço na maior parte do tempo, 14,9% das horas do horizonte, a 21 \$/MWh, conforme demonstrado na Figura 10. Nesta mesma situação, a térmica 9, de propriedade do agente 1, margina o preço deste mercado em 10,7% do estudo, mostrando-se relevante no atendimento à demanda apesar de não estar entre as principais usinas deste cenário de geração. Nota-se que este resultado é muito similar ao resultado em que os agentes todos oferecem markup zero (conforme explorado na seção 4.1.2).

**Figura 10 – Percentual das horas do horizonte em que cada térmica margina o preço do mercado de balanço, no cenário de maximização de lucro para o agente 1**



Ao ser submetida a *mark-ups* superiores ao maximizador do seu lucro, a térmica 9 passa a sair da ordem de mérito com mais frequência, dado que outras térmicas (com CVU mais barato do que a oferta submetida) tomam o seu lugar na curva de oferta. Com um *mark-up* de 11,1% (apenas ligeiramente superior ao fator maximizador de lucro de 5,5% nesta análise discreta) esta usina teria feito uma oferta de 33,33 \$/MWh, valor portanto maior que a oferta da térmica 10, que seria igual ao seu CVU de 33 \$/MWh. É de se esperar que, em uma análise mais precisa do caso, o lucro da térmica 9 será, de fato, maximizado quando esta cobrar 32,99 \$/MWh, valor marginalmente menor do que a oferta da próxima térmica na ordem de mérito. Para confirmar esta hipótese, foram realizadas três rodadas adicionais em que o agente 1, detentor da térmica 9, oferta 32,98 \$/MWh, 32,99 \$/MWh e 33,01 \$/MWh. Foi possível observar que o preço intermediário de 32,99 \$/MWh possui a maior lucratividade dentre todas as rodadas realizadas até aqui, rendendo um lucro ao agente 1 de \$1556,01, contra \$1555,58 para o primeiro e \$1317,36 para último dentre os três preços aplicados nesta última análise do caso.

O resultado deste caso vai ao encontro da teoria marginalista, essencial em um mercado de preços por oferta. Em casos de competição perfeita, o agente pequeno, que não possui nenhum tipo de poder de mercado, tem incentivos reais a ofertar exatamente seu CVU. No caso descrito ao longo deste exemplo, apesar de tratar de um pequeno proprietário, ele ainda detém algum resquício de poder de mercado, representado pela flexibilidade que o agente possui de ofertar valores entre 30 \$/MWh e 33 \$/MWh (o CVU da próxima térmica mais cara). Apesar disso, o agente não tem poder de afetar a ordem de mérito de forma significativa para fazer com que a demanda seja obrigada a consumir energia de um agente

inflacionado. Se a granularidade da representação deste mercado fosse aumentada (subdividindo as térmicas em unidades cada vez menores com diferenças cada vez mais sutis nos custos variáveis unitários), este poder de mercado “residual” tenderia a se reduzir ainda mais, aproximando-se cada vez mais de zero.

#### 4.1.4 Estratégias para um grande agente termelétrico

Este segundo estudo de caso visa avaliar a situação em que um único participante detém boa parte do mercado. Como indicado na seção 4.1.1, as simulações do presente estudo de caso foram centradas no agente 2, que é detentor de 30 MW dos 90 MW de geração termelétrica do sistema (representados pelos geradores 2, 4, 6, 8, 10 e 12). Além de representar um terço da potência instalada termelétrica do sistema, nota-se que as térmicas de propriedade do agente 2 marginam o sistema um pouco menos de 50% do tempo (em uma análise análoga à apresentada na Figura 10). Assim como no exemplo da seção 4.1.3, o fator de *mark-up* atribuído a cada um dos outros agentes permaneceu zerado, com exceção do agente de interesse que, neste caso, é o agente 2. Vale mencionar que as configurações de demanda e representação de geração renovável são idênticas ao primeiro exemplo.

Para um mercado relativamente concentrado como este, é razoável esperar que, se a demanda é perfeitamente inelástica a cada hora e o mercado obrigatoriamente necessita da contribuição de grandes agentes geradores para atender a demanda em muitos períodos do horizonte, estes agentes detentores de uma fatia significativa do mercado conseguem aumentar o seu lucro conforme elevam o preço associado à sua oferta de energia. Como visto na seção 4.1.3, em geral haverá uma estratégia ótima para a oferta do agente (a partir da qual o lucro do gerador passa a se reduzir) – entretanto, para um agente com grande poder de mercado em que a demanda não consegue atuar estrategicamente, este ótimo pode estar próximo ao custo de déficit definido no modelo, que neste caso é 3000 \$/MWh. Para exemplificar este tipo de situação, foram inicialmente realizadas 20 rodadas do modelo com fatores de *mark-up* entre -0.5 e 8.0 – representando multiplicadores de 0.5 a 9.0<sup>8</sup> sobre o CVU real das usinas de propriedade do agente 2.

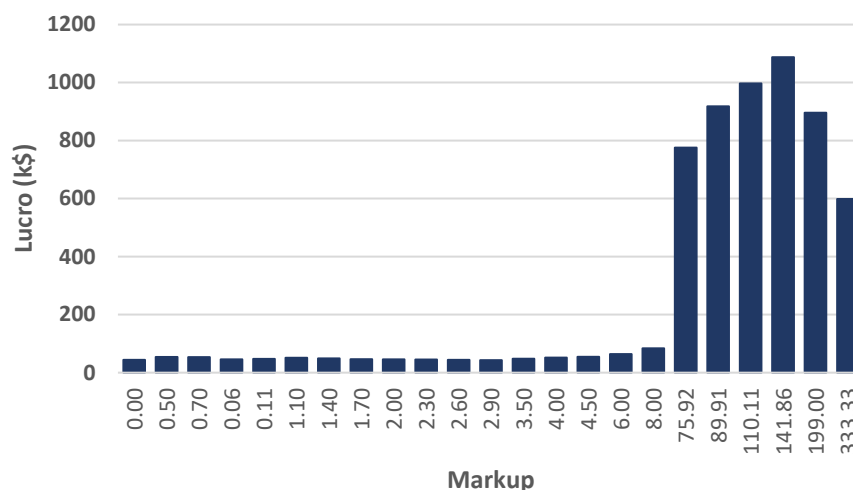
Para fatores de *mark-up* menores do que zero (multiplicadores menores do que um), pôde ser percebido o mesmo comportamento do exemplo anterior em que ofertas muito baixas implicam em prejuízos ao agente de acordo com a frequência que seus ativos entram na ordem de mérito do despacho com preços marginais abaixo do seu custo operativo. A partir do *mark-up* 1.7, os resultados passaram a decair em valores absolutos até que, a partir do fator de *mark-up* de 3.6, a lucratividade do agente 2 passa a aumentar exponencialmente com o *mark-up*, mantendo esta tendência crescente mesmo para multiplicadores muito elevados.

Devido às características particulares do cenário em que o agente tem poder de mercado, foram executadas rodadas com valores de *mark-up* cobrindo um intervalo mais amplo, com o objetivo de analisar a lucratividade do agente 2 quando ele oferta, em cada uma das suas usinas, preços marginalmente inferiores ao custo de déficit. É de se esperar que, quando as ofertas a preço se tornam superiores ao custo do déficit, os geradores do agente 2 começariam a perder espaço na ordem de mérito a ponto de compensar os ganhos com os preços elevados, indicando a existência de um ponto de máximo para a estratégia do agente. Assim, em 6 novas rodadas, foram implementados *mark-ups* que

<sup>8</sup> Multiplicador definido por  $(1 + \text{markup})$ .

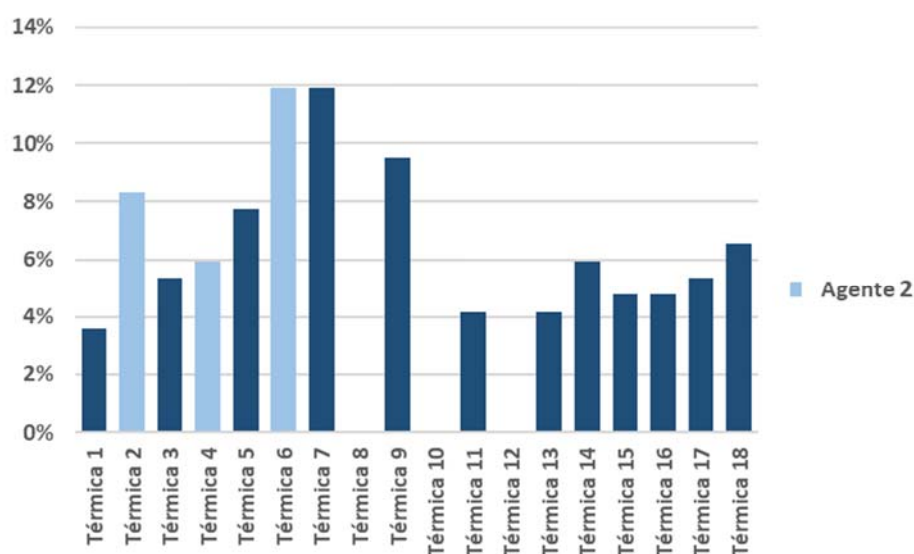
fizessem cada um dos ativos do agente 2 ter preço de oferta de 2999,99 \$/MWh. Ao verificar os resultados, é possível observar na Figura 11 que o fator de risco que resulta na maximização de lucro do agente 2 é aquele que faz o preço da térmica 6 ser igual a 2999,99 \$/MWh – isto é, a situação em que o agente 2 possui três ativos com preço marginal inferior ao custo do déficit e três ativos com preço marginal superior ao custo do déficit (e que, portanto, nunca são despachados).

**Figura 11 – Lucro do agente 2 para diferentes valores de *mark-up* simulado**



Avaliando o *mark-up* maximizador de lucro, próximo de 142, tem-se que o preço spot médio para o horizonte de estudo é de 617,07 \$/MWh. Neste caso, a térmica 6 margina o preço em 11,9% das horas dentro da semana de estudo, assim como a térmica 7, que, juntas, são as duas principais formadoras de preços dentro do cenário avaliado. Além disso, a geração média condicional da térmica 6 é de aproximadamente 3,99 MW médios, considerando apenas os períodos em que ela é acionada.

**Figura 12 – Percentual das horas do horizonte de estudo em que as térmicas marginam o preço do mercado de balanço, no cenário de maximização de lucro para o agente 2**



Nas condições ilustradas na Figura 12, quando a térmica 6 oferta o valor do custo de déficit, nota-se que as térmicas 8, 10 e 12 deixam de produzir qualquer quantidade de energia (e têm probabilidade zero de atuarem como térmicas marginais). Mais uma vez, é importante destacar que este efeito só pode ser observado no caso exemplo devido à inelasticidade da demanda sobre a produção de energia, que torna a resolução do problema de maximização de lucros do agente 2 consideravelmente mais simples, pela facilidade do agente em fazer a leitura correta da demanda mesmo com a grande variedade de custos relacionados aos ativos sob o controle deste participante do mercado. Além disso, destaca-se mais uma vez que a condição apresentada na Figura 12 só pode ser considerada “ótima” se restringimos a implementação do fator de *mark-up* da forma como implementado no *wizard*, que impede o agente de ofertar preços distintos para cada um dos seus ativos de forma a atender uma parcela maior de demanda e, provavelmente, obter lucros ainda maiores do que o demonstrado na análise.

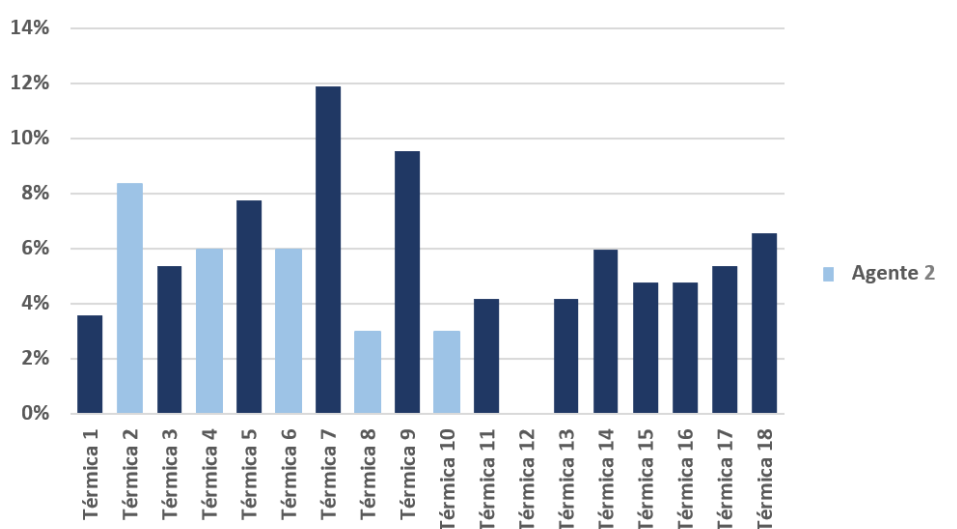
Vale destacar que, no *wizard* desenvolvido para o laboratório computacional, o *mark-up* que um agente aplica na sua estratégia de oferta é representado como um único valor para todos os seus ativos e, portanto, influencia igualmente nos preços ofertados para todos as térmicas em posse dele. Os resultados apresentados no exercício acima são profundamente afetados por esta representação: em particular, no caso deste exemplo, nota-se que conforme o agente aumenta seu *mark-up*, e por consequência os preços, mais os seus ativos perdem espaço na ordem de mérito, a começar pelos mais caros. Quando, por exemplo, a térmica 12 ultrapassa o custo de déficit de 3000 \$/MWh, ela deixa de ser despachada, e o sistema opera em déficit. Entretanto, pela forma como o *wizard* representa a estratégia de *mark-up*, o agente não tem a possibilidade de aumentar o preço de oferta da térmica de número 6, por exemplo, sem aumentar também o preço de oferta para a térmica 12 e assim perder receita por deixar de despachar um dos seus ativos. Consequentemente, o agente precisa encontrar o ponto de equilíbrio entre a perda de receita pelo fato de as suas térmicas mais caras não serem despachadas e o ganho de receita associado ao preço de venda das demais térmicas, o que não seria necessário no caso geral – o agente 2 pode maximizar o seu lucro ao oferecer um preço igual a 2999,99 \$/MWh (imediatamente abaixo do preço de déficit) para todas as suas seis térmicas.

Para apresentar uma oferta de geração térmica mais aderente ao que seria a estratégia de oferta ótima do agente 2, foi realizada uma nova rodada do modelo com a sofisticação adicional de que o agente 2 não oferta a capacidade de geração de nenhum de seus ativos térmicos a um preço acima do custo de déficit de 3000 \$/MWh, considerado na execução dos casos apresentados nesse capítulo. Essa segunda estrutura de oferta foi definida através da inserção de arquivos de oferta referentes aos ativos do agente 2, em que a cada uma de suas usinas foi atribuído um preço pela energia gerada ligeiramente menor que 3000 \$/MWh. De modo a manter o ordenamento entre as térmicas do agente 2, cada uma oferta 1 centavo a menos do que a térmica mais cara seguinte, em ordem decrescente de numeração, para evitar que fosse alterada a ordem de mérito do problema: com isto, sua usina mais cara, a térmica 12, ofertou sua capacidade de geração a 2999,99 \$/MWh e a mais barata, térmica 2, ofertou os 5 MWh de capacidade a 2999,94 \$/MWh.

Nesta nova situação, vemos pela Figura 13 que houve uma mudança, em comparação com a rodada do *markup* maximizador de lucro, no percentual das horas do horizonte de estudo em que as térmicas atribuídas ao agente 2 marginaram o preço spot dessa nova rodada. Enquanto na rodada anterior esse percentual se restringia às térmicas 2, 4 e 6, na nova simulação as térmicas 8 e 10 passaram a marginar o preço spot em 2,98% das horas ao longo da semana, reduzindo o percentual de tempo em que a térmica 6 marginava o preço spot na simulação anterior aproximadamente no mesmo montante.

Como a ordem de mérito em relação à rodada maximizadora de lucro do caso com *markup* não foi alterada, as usinas termelétricas 2, 4 e 6, que despachavam na rodada anterior, continuaram gerando o mesmo montante de energia nesta rodada. Entretanto, pela forma como as ofertas foram geradas, a receita por unidade de energia vendida em cada uma dessas unidades geradoras aumentou, o que influenciou positivamente no lucro dos agentes. Além disso, as unidades geradoras que não foram despachadas na rodada anterior por ofertarem preços acima do custo déficit conseguirão despachar nos horários em que o sistema necessitar, causando mais um efeito positivo na receita do agente 2. Portanto, como esperado, podemos verificar um aumento do lucro deste agente, que passou de 1087,25 k\$/MWh na rodada maximizadora de lucro com o uso do *markup* para 1371,57 k\$/MWh no caso em que as ofertas foram realizadas respeitando o custo de déficit.

**Figura 13 – Percentual das horas da rodada com ofertas manuais em que as térmicas marginam o preço do mercado de balanço para o agente 2**



#### 4.1.5 Principais conclusões do estudo de caso

Este estudo de caso, contendo apenas geradores termelétricos e renováveis, tem como principal objetivo a validação do bom funcionamento do laboratório computacional. Em sua maioria, os resultados obtidos nas explorações das seções 4.1.3 e 4.1.4 são em linha com resultados fundamentais bastante conhecidos da teoria econômica, bem como as experiências internacionais. Nota-se que o sistema exemplo utilizado, por não conter hidrelétricas com reservatório, não possui nenhum tipo de “memória” intertemporal; e a eliminação de outras componentes que poderiam levar a incertezas amostrais (tais como a representação de múltiplos cenários *day-ahead* e/ou a representação de desvios entre o cenário *day-ahead* e o cenário *real-time*) também torna o problema mais tratável, permitindo identificar claramente cada uma das componentes que contribuem para o resultado de equilíbrio obtido. Vale destacar ainda que, neste cenário sem hidrelétricas com reservatório, o mecanismo de reservatórios virtuais detalhado no Entregável 3 e que representa uma das principais inovações do presente projeto de P&D não tem qualquer efeito sobre os resultados – de modo que esta implementação do mecanismo baseado em ofertas pode ser mais facilmente comparada a implementações internacionais, que não incluem o mecanismo de reservatórios virtuais.

Algumas das principais conclusões destas duas análises dizem respeito às consequências do *poder de mercado* em um mercado baseado em ofertas. Em particular, nota-se que a existência de um agente

dominante (cujas térmicas marginam a operação do sistema cerca de 50% do tempo antes da introdução do mecanismo baseado em ofertas) leva a distorções extremas nos preços de equilíbrio. Visto que no exercício realizado com um agente menor este mesmo efeito é de muito menor magnitude, fica evidente que o tamanho de um agente é uma componente central da sua capacidade de exercer poder de mercado. Este resultado sugere que um dos mecanismos de mitigação de poder de mercado que podem ser mais eficazes seria tornar o mercado mais pulverizado de alguma forma – por exemplo, por meio de medidas anti-oligopólio que obriguem a subdivisão de agentes com participação dominante. Vale destacar, entretanto, que o grau de concentração de mercado no sistema brasileiro é muito inferior do que o representado no sistema exemplo – de modo que haveria algum grau de proteção inerente a cenários indesejáveis como este. O dado de concentração do mercado brasileiro é apresentado na seção 5.1.2: a Eletrobras possui algum grau de dominância, chegando a 37% da garantia física do sistema (considerando Itaipu e Angra neste cálculo), mas nenhum outro agente chega a representar 10% do mercado.

Nota-se ainda que mesmo no cenário com um agente termelétrico pequeno, os exercícios quantitativos indicaram que ainda haveria algum poder de mercado “residual” que o agente seria capaz de exercer – correspondente à diferença de preços entre a térmica de propriedade do agente 1 e a “próxima” térmica mais cara do sistema (com CVU imediatamente mais elevado). Entretanto, este resultado não deve ser entendido como uma fraqueza do modelo baseado em ofertas, por uma série de razões. Em primeiro lugar, há a questão levantada na seção 2.5, de que a informação do CVU real dos agentes é privada e não perfeitamente conhecida pelo operador ou pelos outros participantes de mercado – consequentemente, o agente 1 não pode saber com plena certeza qual o CVU da térmica imediatamente mais cara, o que dificulta esta estratégia. Em segundo lugar, há o argumento colocado na seção 4.1.3, de que estas distorções seriam pequenas o suficiente para se tornarem irrisórias em um mercado suficientemente pulverizado. Um terceiro argumento, um pouco mais abstrato, está ligado ao fato de que a estratégia ótima de *mark-up* de preço de oferta para o agente 1 não altera a posição deste agente na ordem de mérito: isto é, o “ordenamento” das térmicas da mais cara para a mais barata é o mesmo caso as térmicas sejam ordenadas por CVU ou pelo seu preço de oferta. Isto significa que a térmica 9 de propriedade do agente 1 será acionada em exatamente os mesmos cenários no modelo de despacho por oferta ou no modelo de despacho por custos: nos cenários em que as primeiras 8 térmicas não são suficientes para atender à demanda líquida.

Nota-se que esta condição de a estratégia de oferta não afetar o “ordenamento” dos geradores não é verificada para as estratégias exploradas para o agente 2 na seção 4.1.4: o *mark-up* imposto pelo ofertante com poder de mercado faz com que em múltiplos cenários o sistema seja obrigado a gerar com térmicas mais caras do que o necessário, ou mesmo impor um déficit de energia, quando haveria a disponibilidade de térmicas mais baratas. Consequentemente, a estratégia de oferta do agente 2 *destrói valor* para o sistema, já que aumenta os custos operativos e custos de déficit do despacho. Em contraste, a estratégia de oferta do agente 1 *não destrói valor*, pois os custos operativos incorridos são os mesmos independentemente de as térmicas serem ordenadas por CVU ou pelo preço de oferta. Ainda que o agente 1 seja capaz de extrair alguma receita adicional com esta estratégia de oferta (o que é questionável, devido aos argumentos da *ausência de informação perfeita* e do *mercado pulverizado* já apresentados), este seria um efeito meramente *alocativo*, sem nenhuma destruição de valor. Além disso, qualquer receita adicional esperada no mercado *spot* também implicaria em maior competição para a

incorporação de nova capacidade ao sistema – o que poderia traduzir-se em preços de lastro<sup>9</sup> mais baixos, por exemplo.

## 4.2 Sistema contendo hidrelétricas com reservatório

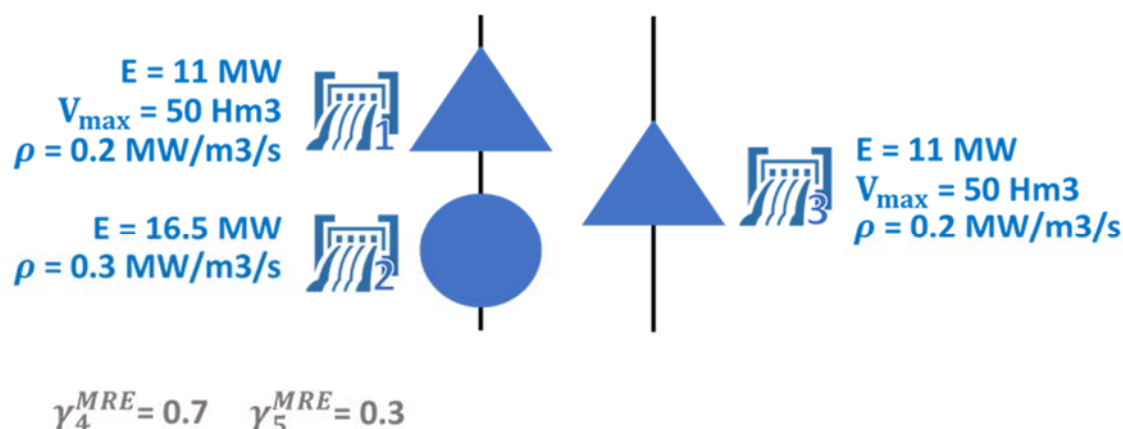
### 4.2.1 Caracterização do sistema exemplo

Após a análise do comportamento dos agentes em um mercado sem hidrelétricas, foram realizadas novas rodadas com a adição de hidrelétricas com reservatório ao sistema – uma etapa essencial para simular a proposta de mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas recomendada para a implementação no mercado brasileiro. A configuração básica permaneceu a mesma introduzida na seção 4.1.1 no que diz respeito à configuração de geradores renováveis, termelétricas, e da demanda no mercado, e foram adicionadas a esta configuração três geradores hidrelétricos. Vale destacar que o equilíbrio após a introdução de geradores hidrelétricos será fundamentalmente diferente do equilíbrio obtido na seção 4.1, já que a inserção de mais capacidade de geração hidrelétrica muito provavelmente deslocará boa parte das termelétricas mais caras, que terão probabilidade muito baixa de gerar em qualquer cenário – consequentemente, embora a caracterização do sistema seja simplificada, é necessário fazer uma nova análise para identificar os preços de equilíbrio e frequência de despacho dos geradores termelétricos.

A geração hidrelétrica dos exemplos que compõem esta seção é composta por 3 usinas dispostas da seguinte forma: as usinas 1 e 2 estão posicionadas em cascata, sendo a hidrelétrica 1 uma usina com reservatório, potência instalada de 11 MW e fator de produção de 0.2 MW/m<sup>3</sup>/s e a geradora 2 uma usina fio d'água, com potência instalada de 16.5 MW e fator de produção de 0.3 MW/m<sup>3</sup>/s. A terceira usina está isolada das demais, dispondo de uma potência instalada de 11 MW e fator de produção de 0.2 MW/m<sup>3</sup>/s, de modo análogo à unidade geradora 1. Todas as hidrelétricas contam com uma vazão máxima turbinável de 55 m<sup>3</sup>/s e as geradoras com reservatório dispõem uma capacidade máxima de armazenamento de 50 hm<sup>3</sup>. Para representar esta nova configuração de ativos, será considerado que todas as usinas hidrelétricas fazem parte de um único sistema e estão inseridas em um mesmo reservatório virtual.

Além disso, seguindo o mecanismo de reservatórios virtuais detalhado no Entregável 3, é necessário estabelecer “cotas de participação” do MRE para os diferentes agentes. Nota-se que estas cotas de participação representam a fração das *afluências* que é alocada a cada um dos agentes, e que cada agente individual é responsável por fazer a gestão do seu próprio reservatório virtual seguindo suas próprias preferências e estratégias de oferta. Neste exemplo, 70% das cotas do MRE foram alocadas ao agente 4 (que, conforme apresentado na seção 4.1.1, representa o agente “tomador de preços”) e os 30% restantes foram alocados a um novo agente, denominado agente 5, que será o principal foco no presente estudo de caso.

<sup>9</sup> De acordo com conceitos da modernização do setor elétrico brasileiro, o lastro corresponde à contribuição dos geradores para a confiabilidade do sistema, e a remuneração pelo lastro deve ser suficiente para tornar o investimento em nova geração viável caso a remuneração no mercado de energia não seja suficiente. Consequentemente, é de se esperar que um aumento dos lucros no mercado de energia possa resultar em uma redução da remuneração adicional requerida pelo lastro.

**Figura 14 – Capacidade de geração hidrelétrica no sistema exemplo**

Vale destacar que o agente 5 possui uma participação bastante significativa no mercado, de modo que poderia ser justificada alguma preocupação com o risco de exercício de poder de mercado por este agente. Como mencionado na caracterização dos exemplos da seção 4.1.1, ainda que algum tipo de exercício de poder de mercado possa ocorrer, este não é um problema sem solução. Alguns dos principais mecanismos que podem ser implementados para mitigar este tipo de comportamento serão discutidos em maior detalhe no Entregável 6 deste projeto de P&D, de Desenho Detalhado.

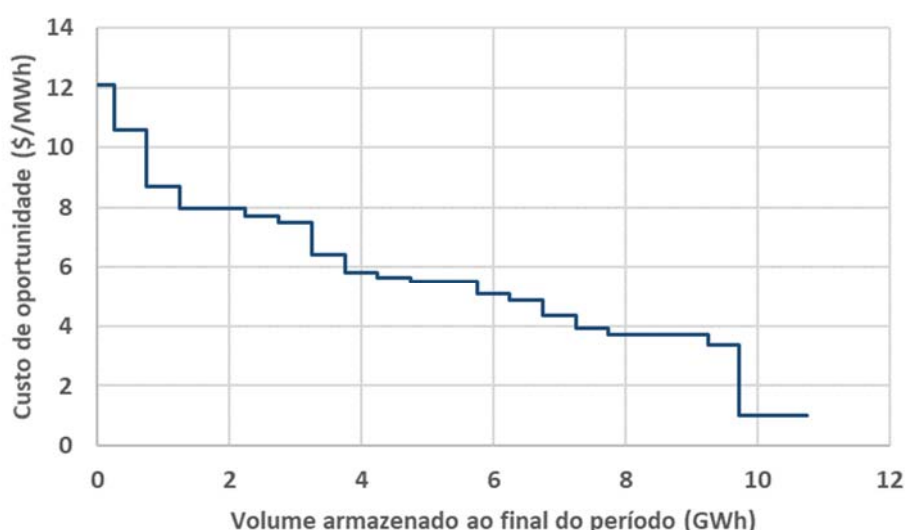
Para efeitos de representação no laboratório computacional, apenas por simplicidade a propriedade física dos três ativos hidrelétricos do sistema foi alocada ao agente 4. Nota-se que seria natural esperar que a participação dos agentes com cotas no mercado de reservatórios virtuais esteja atrelada à propriedade de geradores hidrelétricos – entretanto, para efeitos de representação no modelo, estas duas informações estão totalmente desacopladas. Além disso, como indicado na seção 2.5.5, na representação atual do laboratório computacional a receita para o proprietário físico das usinas hidrelétricas é sempre igual a zero por hipótese, já que se considera que a remuneração que estes agentes recebem dos ofertantes de reservatório virtual é exatamente suficiente para cobrir os seus custos de O&M.

Visto que não houve mudança na representação do restante do sistema, as características da demanda horária permaneceram as mesmas, com um mínimo próximo de 28 MWh e máximo de 60 MWh, e picos entre 18h e 23h. Uma extensão que foi feita ao modelo, entretanto, foi a introdução de desvios nos cenários de produção renovável entre os mercados *day-ahead* e *real-time*. Ao passo que os fatores de disponibilidade de recurso renovável na representação *day-ahead* foram representados como uniformemente aleatórios entre 0% e 100% da potência instalada da usina, os fatores de desvio inseridos na base de dados representam uma distribuição uniforme variando entre -15% e 15%. Isto significa que a produção *esperada* para o gerador renovável na realização em tempo real é igual à previsão disponível no mercado do dia seguinte, embora exista algum grau de imprevisibilidade: se a expectativa de geração da renovável no mercado *day-ahead* era de 25%, no mercado *real-time* sua produção materializada pode ser qualquer valor entre 10% e 40%. Considerou-se que esta representação da variabilidade entre o mercado *day-ahead* e *real-time* não comprometeria a interpretabilidade dos resultados, e que esta seria uma oportunidade adicional para explorar as funcionalidades do laboratório computacional. Vale ressaltar que, apesar dos dados de demanda disporem da mesma funcionalidade, esta sofisticação não foi implementada para esta variável nos exemplos envolvendo o sistema descrito neste capítulo.

Conforme explorado no capítulo 3, a resolução do problema de despacho ótimo envolvendo intertemporalidade depende da existência de capacidade de geração hidrelétrica com reservatório no referido subsistema, uma vez que o agente detentor de direitos sobre a energia potencial armazenada precisa sempre tomar uma decisão de poupar ou gastar seus recursos hídricos com base no preço da eletricidade no presente e no valor esperado que esta energia potencial terá no futuro. Esses fatores dependem das expectativas de demanda e de afluência para estimar o valor da água e implicam em uma complexidade consideravelmente maior para o problema intertemporal, se comparado ao problema intratemporal trabalhado na seção 4.1. Tal complicador advém do fato de que o agente poderá deixar de maximizar o seu lucro no presente caso espere, no futuro, obter o maior lucro possível comercializando energia elétrica a um preço mais elevado. Este tipo de consideração já está previsto no modelo de despacho vigente no Brasil e, portanto, é parte essencial da metodologia implementada para a determinação das estratégias de oferta dos agentes e do equilíbrio calculado pelo laboratório computacional. Seguindo o procedimento detalhado no capítulo 3, foram construídas as ofertas para os agentes 4 e 5 associadas aos reservatórios virtuais.

Como detalhado na seção 3.4, o primeiro passo para a construção das curvas de oferta é a realização de uma rodada de um modelo de otimização baseada em custos e de horizonte muito longo, de modo a extrair uma nuvem de pontos para os custos marginais que descrevem o valor marginal da função de custo futuro em função do volume armazenado ao final do período. É importante para este procedimento que seja considerado um horizonte longo de tempo para simulações envolvendo este tipo de tecnologia, de modo que a água não seja subvalorizada por considerar períodos excessivamente curtos, implicando no esvaziamento precoce dos reservatórios. A Figura 15 apresenta o resultado deste procedimento, que corresponde à curva de valor marginal da água recomendada para os dois agentes participantes do mercado de reservatórios virtuais. Esta mesma curva de referência é utilizada para as análises das seções 4.2.2 e 4.2.3.

**Figura 15 – Curva de custo marginal da água estimado para a construção das ofertas dos agentes 4 e 5**



#### 4.2.2 Análises preliminares de equilíbrio e de estado estacionário

Nota-se que a natureza dos reservatórios hidrelétricos é tal que representar a maximização de lucro dos agentes em um único período seria muito pouco significativo. Isto porque, embora muito

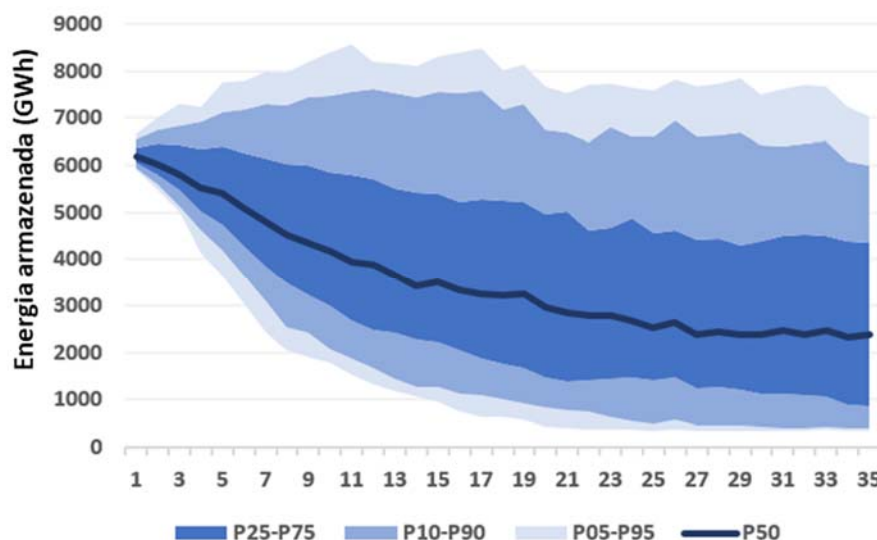
provavelmente seja possível que um agente maximize o seu lucro instantâneo ao vender toda a energia armazenada nos seus reservatórios virtuais em um único período, isto deixaria o agente sem recursos no período seguinte – possivelmente perdendo a oportunidade de vender a energia a um preço mais caro no futuro. A lógica é exatamente análoga ao explorado na seção 3.1: da mesma forma que o agente planejador pode otimizar entre o custo imediato e o custo futuro, os agentes ofertantes de reservatório virtual devem otimizar entre um “lucro imediato” e um “lucro futuro”.

A metodologia que utilizaremos para descrever este resultado de longo prazo dos agentes ofertantes (considerando tanto o lucro imediato quanto o lucro futuro) é a representação de um *estado estacionário*. Como descrito na seção 3.4, a obtenção de um estado estacionário é uma componente crucial da própria metodologia para obtenção de estratégias de ofertas dos agentes. Além disso, pela própria definição de estado estacionário, se a distribuição de probabilidades no início de determinado dia é representativa do estado estacionário, então a distribuição de probabilidades no início de *todos* os dias subsequentes (qualquer que seja o horizonte estudado, desde que a estratégia de oferta dos agentes permaneça a mesma) será também representativa de um estado estacionário. Consequentemente, avaliar o lucro dos agentes para um dia representativo considerando esta distribuição de probabilidades do estado estacionário é análogo a avaliar o lucro dos agentes considerando todo o horizonte do estudo. Assim, o objetivo da metodologia descrita a seguir é obter uma distribuição de probabilidade de energia armazenada no início do dia que seja *estacionária* em relação à energia armazenada inicial, de modo que os resultados encontrados para as variáveis deste problema possam ser considerados para qualquer horizonte de tempo.

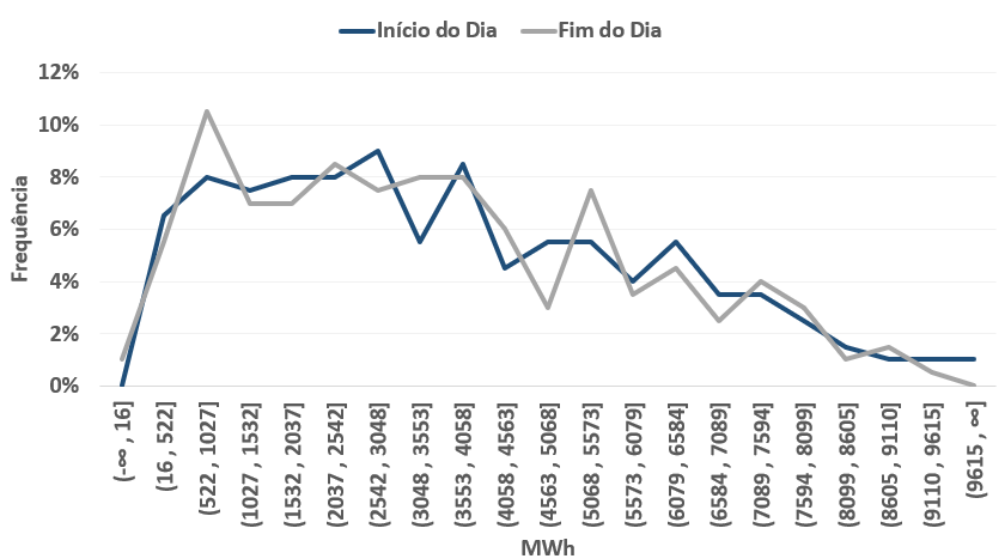
Para isto, realizou-se uma rodada para avaliar o comportamento da distribuição de probabilidades da energia armazenada ao longo de um período “muito longo”. Foi utilizado o *wizard* hidrelétrico descrito na subseção 3.43.4 (o que garante que as estratégias de oferta dos agentes são constantes ao longo do tempo), e realizou-se uma rodada de 5 semanas com 200 séries<sup>10</sup> – lembrando que as aflúncias consideradas não possuem nenhum tipo de memória temporal, sendo totalmente independentes entre as diferentes séries e períodos simulados. Os valores de volume físicos dos reservatórios ao final de cada dia foram convertidos em energia armazenada (vide seção 3.2) e foram feitas comparações das distribuições de probabilidade de dias consecutivos. Como pode ser observado na Figura 16, a partir do 27º dia a distribuição de probabilidades da energia armazenada do referido sistema permanece aproximadamente constante, já que as curvas de percentis representadas permanecem aproximadamente horizontais (e, portanto, constantes no tempo). No gráfico, a curva de “P50” e “P75”, por exemplo, representam o valor de energia armazenada que é superado em 50% e 75% das séries simuladas respectivamente. Nos primeiros dias de simulação, nota-se que todos os percentis de armazenamento são próximos entre si, já que são muito afetados pelas condições iniciais do problema. À medida que os dias passam, entretanto, as condições iniciais tornam-se cada vez menos relevantes e a distribuição de probabilidades de armazenamento passa a ser dada integralmente pelas estratégias de ofertas dos agentes. Estas estratégias, por sua vez, foram extraídas de uma otimização baseada em custos deste sistema hidrelétrico (utilizando um software de otimização separado para realizar a otimização intertemporal e estocástica), de modo que é de se esperar que o estado estacionário atingido pela simulação representada na Figura 16 seja compatível com o que seria conseguido em uma simulação baseada em custos do sistema.

---

<sup>10</sup> Vale destacar que, com um número tão grande de séries, é recomendável selecionar um solver comercial (Xpress ou Cplex) nas opções do modelo.

**Figura 16 – Energia armazenada por semana no sistema (GWh)**

Outra forma de visualizar este resultado de estacionariedade é através de um *histograma* da distribuição de probabilidades, em que o eixo horizontal representa intervalos de quantidade de energia armazenada em GWh e o eixo vertical demonstra o percentual da amostra que é encontrada em cada um dos intervalos de valores. A Figura 17 ilustra um resultado como este, que compara o resultado de volume ao final de dois dias consecutivos depois que o estado estacionário foi alcançado (próximo da situação representada no dia 28 da Figura 16). Em casos estacionários, não deveria haver nenhuma divergência entre a distribuição de probabilidades de energia armazenada no início ou no fim do dia – e de fato há boa aderência entre as duas curvas representadas na Figura 17. As pequenas divergências entre as duas curvas são atribuídas a variações amostrais, e este ruído tende a diminuir conforme cresce o número de cenários; de modo que se considerou razoável aceitar a hipótese de que a distribuição de cenários de energia armazenada no início do dia é de fato representativa do estado estacionário.

**Figura 17 – Distribuição de probabilidade da energia armazenada no sistema, para agentes tomadores de preço**

Na configuração da simulação de preço por oferta deste exemplo, não há fatores de *mark-up* aplicados sobre as ofertas de nenhum dos agentes e, portanto, os donos de recursos hídricos buscam ofertar preços e quantidades condizentes com as suas respectivas mensurações de valor futuro dos recursos hídricos. Nesse contexto, os dois agentes apresentam ofertas contendo 16<sup>11</sup> segmentos de preço-quantidade, com preços variáveis entre 3,37 \$/MWh e 12,08 \$/MWh para ambos os ofertantes de reservatórios virtuais em todos os 200 cenários, em linha com o apresentado na Figura 15. Na estratégia de ofertas implementada, a diferença entre os agentes 4 e 5 é unicamente a quantidade ofertada por cada um de acordo com as cotas do MRE atribuídas a cada um – e, como discutido na seção 3.3, como os dois agentes possuem a mesma oferta é de se esperar que a divisão do volume armazenado entre os dois agentes siga a mesma proporcionalidade das cotas do MRE. Dito isto, o agente 4, detentor da maior parcela dos reservatórios virtuais, oferta segmentos de quantidade até 1031 MWh enquanto o agente 5 oferta até 442 MWh em um único segmento. Como é de se esperar, as ofertas mais arrojadas dos agentes (altas quantidades e baixos preços) correspondem aos cenários de armazenamento elevado, enquanto as ofertas mais tímidas (pequenas quantidades e altos preços) correspondem aos cenários de baixo armazenamento.

O preço spot médio calculado pelo simulador de preço por oferta neste exemplo é 8,10 \$/MWh, com as ofertas hidrelétricas (ou, mais precisamente, as ofertas de reservatório virtual) marginando o preço em 74,44% das horas analisadas. É possível também realizar uma validação adicional por meio de uma análise comparativa entre períodos de escassez e abundância de recursos hídricos. É natural que, em cenários de maior capacidade de geração hidrelétrica no início da rodada, o preço spot seja inferior em comparação a cenários com menos recursos hídricos nos períodos iniciais, e essa expectativa de fato se confirma no caso exemplo. Enquanto os 50% de cenários com armazenamento inicial mais baixos (isto é, abaixo da mediana de todos os cenários representados) apresenta um preço médio no mercado de balanço de 9,34\$/MWh, a segunda metade das séries (armazenamento acima da mediana) resulta em um preço médio igual a 6,86 \$/MWh.

As ofertas de reservatório virtual diárias aceitas no mercado de balanço para a “primeira metade” dos cenários (armazenamento abaixo da média) são de 570,15 MWh, em média, contra 668,83 MWh para a segunda metade. Além disso, a primeira metade dos cenários têm um preço médio para as ofertas aceitas de 7,60 \$/MWh, enquanto a média da segunda metade é de 3,64 \$/MWh. Essa diferença ocorre pela dependência maior de usinas térmicas nos primeiros cenários, o que causa um custo de oportunidade maior de turbinar a pouca água existente no sistema em comparação a situações de maior disponibilidade de recursos hídricos. Deste modo, é natural que mais usinas termelétricas sejam despachadas nos cenários de menor armazenamento inicial em comparação com as séries de maior armazenamento inicial disponível. Na média entre a metade das séries com armazenamento abaixo da média, as termelétricas despacham 7,60 MWh no mercado de tempo real, enquanto geram apenas 3,64 MWh, em média, para as 100 séries com armazenamento acima da média. A geração renovável, por sua vez, não apresenta alterações perceptíveis na média dos cenários analisados, uma vez que foram atribuídas condições aleatórias para a disponibilidade de recursos renováveis. Além disso, o fato de ser a tecnologia mais barata do sistema e não possuir capacidade de geração maior do que o mínimo da

---

<sup>11</sup> É importante ressaltar que este número de segmentos foi utilizado apenas com o intuito de demonstrar o funcionamento do modelo e não necessariamente condiz com a proposta que será apresentada no Relatório 6, de Desenho Detalhado. O modelo apresenta a possibilidade de que o usuário escolha o número de segmentos de oferta do mercado que deseja simular.

demanda determina que a geração deste tipo de usina deve sempre entrar no despacho por ordem de mérito.

Seguimos agora para uma análise das liquidações financeiras do modelo de reservatórios virtuais para este estado estacionário, seguindo a metodologia descrita na seção 2.5. Nota-se que, com a separação entre os agentes envolvidos nas ofertas de energia hidrelétrica e os proprietários das usinas envolvidas na geração, cabe às componentes financeiras gerar incentivos que tornem as ofertas dos agentes detentores de reservatórios virtuais coerentes com o despacho físico do sistema. No exemplo em questão, pode-se observar que, na média dos cenários, o agente 4 obtém um lucro hidrelétrico total médio de \$3264,75, enquanto o agente 5 recebe \$1367,62 – o conjunto de componentes de liquidação é apresentado de forma sintética na Tabela 3. A maior parte desta diferença parece intuitiva, uma vez que os agentes detêm fatias bastante distintas da participação nas afluências do sistema (e, consequentemente, também no reservatório virtual), com o agente 4, dono de 70% de todos os recursos hídricos do sistema. A venda de uma quantidade maior de energia nos mercados do dia seguinte e no mercado de balanço implica em uma receita maior para este agente, que obtém \$2843,74 como receita média no *day-ahead* e \$19,00 em média no *real-time*, enquanto o agente 5 obtém \$1193,66 e \$8,63 nestes respectivos mercados. Vale destacar que, como introduzido na seção 2.5.4, é de se esperar que os montantes de liquidação no mercado em tempo real sejam de magnitude menor que as liquidações do *day-ahead*, especialmente se as quantidades vendidas no mercado em tempo real forem próximas do compromisso assumido no *day-ahead*.

Além desta componente principal, e mais significativa, a liquidação deste exemplo ainda conta com outras duas componentes financeiras. A primeira, denominada componente de liquidação “ponte”, resulta da diferença entre as liquidações de reservatório virtual e as vendas de geração hidrelétrica ao preço *spot* da eletricidade. O montante financeiro total desta componente é calculado, e cada agente recebe uma remuneração adicional (ou, muito raramente, um custo) de acordo com a sua respectiva cota de participação no MRE. Dito isto, a média da remuneração que coube ao agente 4 no *day-ahead* foi de \$841,99, enquanto o agente 5 recebeu \$360,85. No *real-time*, o primeiro recebeu uma remuneração \$0,86, enquanto o segundo \$0,37. Como indicado anteriormente, a parcela do total das componentes ponte que coube a cada participante corresponde à sua cota de participação no mecanismo do MRE, tanto para o mercado do dia seguinte quanto para o mercado de balanço. Portanto, 70% foram destinados ao agente 4 e 30% ao agente 3.

Por último, vale mencionar a componente de O&M, responsável por cobrir os custos do despacho físico realizado pelos agentes detentores de ativos hidrelétricos que sejam obrigados a produzir energia nas suas usinas, independentemente de ofertarem ou não créditos de reservatório virtual. Na média, o agente 4 paga \$440,83 em componentes de O&M, enquanto o agente 5 paga \$178,62 – seguindo, portanto, a mesma lógica vista anteriormente de uma repartição 70/30. Na prática, visto que o agente 4 é representado como detentor das hidrelétricas físicas, a totalidade do pagamento de O&M de ambos os agentes é direcionada a ele, embora, como apresentado na seção 2.5.5, a função desta componente seja simplesmente cobrir os custos de O&M efetivamente ocorridos na operação hidrelétrica (e que resulta, portanto, em saldo zero).

**Tabela 3 – Componentes financeiras envolvidas no exemplo**

|                                             | Agente 4    |          | Agente 5    |         |
|---------------------------------------------|-------------|----------|-------------|---------|
|                                             | DA          | RT       | DA          | RT      |
| <b>Venda de créditos</b>                    | \$ 2843,74  | \$ 19,00 | \$ 1193,66  | \$ 8.63 |
| <b>Liquidação ponte</b>                     | \$ 841.99   | \$ 0.86  | \$ 360.85   | \$ 0.37 |
| <b>Pagamento O&amp;M</b>                    | - \$ 440.83 |          | - \$ 178.62 |         |
| <b>Lucro RV Total</b>                       | \$ 3264,75  |          | \$ 1367.62  |         |
| <b>Créditos de RV Comercializados (GWh)</b> | 87.45       | 88.17    | 36.12       | 35.72   |

### 4.2.3 Estratégia de oferta a preços mais elevados

Neste estudo de caso, buscamos avaliar o efeito de uma mudança estratégia por parte do agente 5, detentor de uma cota de 30% do MRE. Sem que fosse implementada alterações nos ativos físicos ou na quantidade de agentes envolvidos neste mercado, admitiu-se que o agente 5 passaria a considerar sobre as suas ofertas um *mark-up* de 0.3, o que pode ser interpretado como uma tentativa de exercício de poder de mercado por parte deste ofertante. Para o preparo dos dados de entrada para as ofertas, foi utilizada a mesma metodologia descrita no capítulo 3 e na subseção 4.2.2; mais uma vez com a representação de 200 cenários e a busca por identificar o estado estacionário.

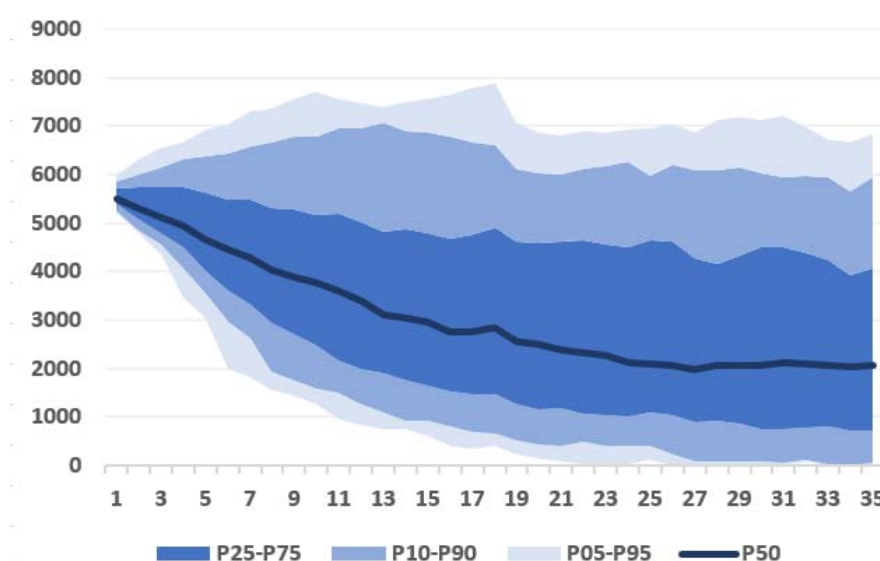
Como mencionado anteriormente, para que uma simulação possa ter seu resultado validado como representativa de um “estado estacionário” (permitindo a extrapolação para horizontes maiores), é necessário que a distribuição de probabilidade da energia armazenada no início da rodada seja idêntica à verificada no final. Entretanto, ao implementar um fator de *mark-up* de 0.3, nota-se que as estratégias do agente 4 e do agente 5 não estão mais alinhadas – o agente 5 tende a armazenar mais créditos de reservatório virtual ao longo do tempo, dado que ele agora exige um valor mais alto para vender os recursos hídricos sob o seu controle. Deste modo, se fossem implementadas condições de volume inicial idênticas às utilizadas no exemplo da subseção 4.2.2 com representação individualizada entre os agentes, é evidente que a distribuição de probabilidade da energia armazenada no início do dia seria distinta da verificada no fim, dado que haveria um aumento na média destes valores.

No longo prazo, o acúmulo de créditos de reservatório virtual por parte do agente 5 leva a valores de volume inicial mais significativos para este agente, que resultam em uma condição estacionária para a energia armazenada quando o volume inicial do referido agente atingir um equilíbrio. Pensando nisso, o caso exemplo descrito ao longo desta subseção levou em consideração diferentes valores de volume inicial para enfim chegar a uma distribuição de probabilidade da energia armazenada que seja estacionária com o fator de *mark-up* de 0.3 aplicado sobre o agente 5. Como resultado desta exploração, verificou-se que uma estratégia de mercado desta magnitude atribuída a este participante leva a energia armazenada a encontrar uma condição estacionária quando ele concentra 65% dos recursos hídricos no início da rodada – muito mais, portanto, do que os 30% que o agente detém das afluições. Por outro lado, o agente 4 detém 70% das afluições e 35% do volume armazenado neste estado estacionário. Vale ressaltar que esta representação só é válida porque está implícito no exemplo que os agentes não mudam de estratégia ao longo período de acúmulo de créditos de reservatório virtual por parte do agente 5.

Para chegar neste resultado, as ofertas dos agentes foram criadas partindo-se do mesmo montante de volume inicial descrito na subseção anterior, avaliando iterativamente o que ocorre com o nível de

armazenamento (individual e coletivo) quando um fator de *mark-up* de 0.3 é aplicado sobre os preços exigidos pelo agente 5. Como indicado na Figura 18, chegou-se a um estado estacionário (dentro da margem de tolerância considerada) a partir do 28º dia de uma simulação de 5 semanas, com uma divisão de créditos de reservatório virtual no período inicial que corresponde a uma atribuição de 65% para o agente 5 e 35% para o agente 4. Esta implementação resulta em preços ofertados pelo agente 4 entre 4,38 \$/MWh e 15,70 \$/MWh para diferentes segmentos de oferta, enquanto o agente 4 precifica seus recursos em um intervalo de preços entre 3,37 \$/MWh e 12,08 \$/MWh. Em termos de quantidade, o agente 4 realiza ofertas por segmento consideravelmente maiores do que o agente 5, assim como ocorreu na seção 4.2.2. Desse modo, as ofertas por segmento do agente 5 apresentam uma média de 204,24 MWh, enquanto o agente 4 oferta uma média de 319,25 MWh.

**Figura 18 – Energia armazenada ao longo das semanas quando o *markup* é incorporado às ofertas do agente 5**



Com as condições de mercado descritas anteriormente, a rodada realizada resultou em um preço *spot* médio no mercado de balanço de 7,63 \$/MWh, considerando os 200 cenários ao longo de todo o horizonte. Até 18h do dia analisado, a média do preço do *real-time* tende a um patamar estável, próximo de 6,43 \$/MWh, por conta do perfil aleatório que foi atribuído nos dados de entrada referentes à demanda. Entre 18h e 23h, período em que, conforme explicado na subseção 4.1.1, foi implementado um aumento na demanda, o preço *spot* médio deste mercado apresenta um aumento abrupto, com o maior pico de 21 \$/MWh.

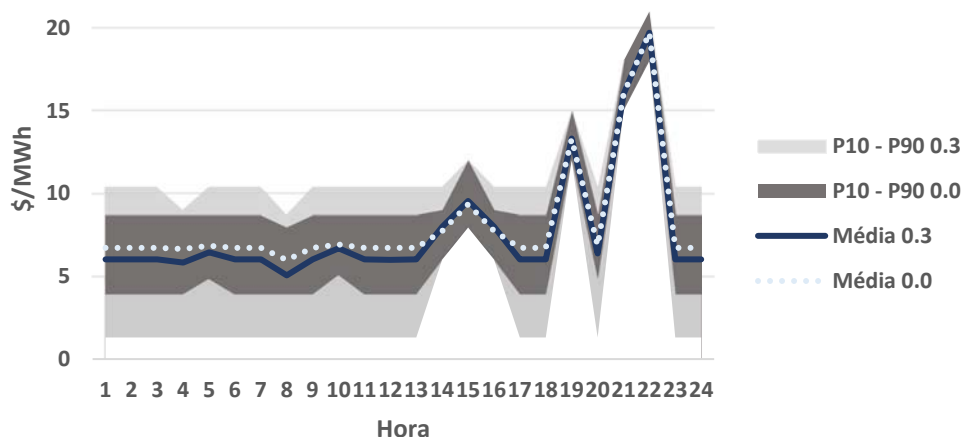
Em comparação com o caso descrito na subseção 4.2.2, o preço *spot*<sup>12</sup> com *mark-up* apresenta uma média consideravelmente menor do que os 8,10 \$/MWh de preço médio causados pelo *mark-up* nulo. Em particular, é perceptível que o preço *spot* médio nos horários entre as 0h e as 18h atinge uma média ligeiramente menor na rodada em que há a tentativa de poder de mercado. Este efeito é proveniente da nova alocação de volumes iniciais proposta para se chegar ao estado estacionário pretendido na execução deste caso exemplo. Nos primeiros cenários, em que o volume inicial do dia simulado é muito pequeno, a quantidade de energia das afluentes prevalece sobre a quantidade de energia na definição das ofertas. Como o agente 4 detém 70% das afluentes enquanto o agente 5 detém apenas 30%, o

<sup>12</sup> A análise deste resultado baseou-se nos preços do mercado *real-time*.

primeiro oferta uma quantidade grande de energia a preços menores do que o oferecido pelo agente 5, o que gera um impacto negativo na média dos preços spot do mercado de balanço dos referidos cenários. Por outro lado, nos cenários onde o volume no início da simulação é maior, a maior porcentagem de volume inicial para o agente 5 possui um peso maior sobre a quantidade de créditos de reservatório virtual ofertada pelos agentes. Este fato resulta em um transbordamento de ofertas do agente 5 para segmentos mais baratos.

Desse modo, no caso em que todos os agentes ofertam sem *markup*, o preço médio cobrado pelos agentes detentores de reservatórios virtuais tende a ser maior e, por consequência, aumenta o preço spot médio. Entre 18h e 23h, a média do preço spot com o fator de *mark-up* é apenas 0,31 \$/MWh mais barata em comparação com a rodada em que não consideramos um *mark-up* na estratégia de oferta do agente 5. A proximidade dos valores entre os dois casos para a faixa horária em questão é proveniente de que o sistema possui uma maior dependência das termelétricas neste período, o que reduz o impacto do preço de oferta de reservatório virtual sobre o preço spot para este período do dia.

**Figura 19 – Comparação do preço spot médio horário entre as duas simulações<sup>13</sup>**



A mudança na relevância do agente 5 e a implementação da nova estratégia de ofertas levou a alterações significativas na lucratividade dos agentes em relação à rodada anterior. Nota-se que a maior parte da remuneração dos agentes é definida pela componente de receita no *day-ahead*, que depende dos compromissos de compra e venda firmados um dia antes do despacho físico. Um resumo das componentes de receita é apresentado na Tabela 4.

Quando realizou ofertas a um *mark-up* igual a 0,3, o agente 5 alcançou valores consideravelmente maiores de lucro em relação ao caso com *mark-up* nulo. Enquanto obteve a receita média de \$1193,66 no primeiro exemplo, este agente arrecadou \$2460,66 de receita média no mercado do dia seguinte para o caso com *mark-up*. A causa desta diferença está justamente no fato do agente 5 gerar uma quantidade maior de energia em períodos de pico de demanda, cobrando um preço mais elevado por isso. De forma oposta, o agente 4 passa a ter uma quantidade maior de ofertas aceitas em períodos de demanda baixa e, por isso, recebe um preço menor pela energia vendida, o que reduz a receita média obtida por ele no

<sup>13</sup> O gráfico apresenta a média e os percentis 10 e 90, dos 200 cenários considerados, para os preços spot no mercado de balanço dos dois casos exemplos descritos neste capítulo – com *mark-up* 0 e 0.3, respectivamente.

mercado *day-ahead* de \$2843,74 para \$922,27. Além disso, é importante lembrar que no início da rodada o agente 5 oferta quantidades maiores de créditos de reservatório virtual, uma vez que armazenou estes recursos ao longo do tempo e possui um volume inicial maior neste dia. No *real-time*, a receita do agente 5, que já não era muito significativa na rodada da subseção 4.2.2, passou de uma média de \$8,63 para \$4,45, enquanto a média do agente 4 reduziu de \$19,00 para \$2,51.

A componente de liquidação ponte do *day-ahead*, por sua vez, sofreu aumento para ambos os agentes em relação à situação em que não há poder de mercado. No *day-ahead*, subiu de \$841,99 para \$976,19 para o agente 4, enquanto o agente 5 sofreu um aumento de \$360,85 para \$418,37. No *Real Time*, esta componente praticamente não contou com alterações.

Além disso, é relevante destacar que o aumento da participação do agente 5 na quantidade de créditos de reservatório virtual ofertados aumentou a despesa do referido participante com esta componente de \$178,62 para \$510,64. De forma oposta, o agente 4 passou a ofertar uma quantidade menor de reservatórios virtuais e, portanto, reduziu a sua despesa com a componente de O&M de \$440,83 para \$93,95. Assim como no exemplo em que não foi implementado o fator de *mark-up*, devido à forma como o problema é representado toda a remuneração de O&M cabe ao agente de número 4, como compensação pelos custos reais incorridos com a operação dos ativos hidrelétricos físicos.

A soma das receitas e despesas geradas pelas transações financeiras dissecadas ao longo dos parágrafos anteriores resulta na receita final de cada um dos agentes. Notavelmente, o agente 5 conseguiu uma melhora nos seus resultados financeiros causada principalmente por uma variação positiva da receita obtida no mercado *day-ahead* (embora suas despesas com O&M tenham aumentado), resultando em um lucro de \$2373,46. O agente 4, por sua vez, conseguiu um lucro total de \$1808,47, verificando uma piora do seu lucro principalmente pela redução da sua arrecadação no mercado do dia seguinte. O resultado financeiro adverso do agente 4 também refletiu na sua receita por unidade de energia vendida. Enquanto recebia uma receita média ponderada de 34,87 \$/MWh no exemplo da subseção 4.2.2, o agente 4 passou a conseguir 19,25 \$/MWh com a implementação do fator de *mark-up* no seu concorrente. O agente 5, por sua vez, garantia um lucro de 2,68 \$/MWh na primeira situação e passou para 4,65 \$/MWh na segunda.

**Tabela 4 – Componentes financeiras envolvidas no exemplo**

|                                             | Agente 4  |        | Agente 5   |        |
|---------------------------------------------|-----------|--------|------------|--------|
|                                             | DA        | RT     | DA         | RT     |
| <b>Venda de créditos</b>                    | \$922,27  | \$2.51 | \$2460,66  | \$4.45 |
| <b>Liquidação ponte</b>                     | \$976.19  | \$1.45 | \$418.37   | \$0.62 |
| <b>Pagamento O&amp;M</b>                    | - \$93.95 |        | - \$510.64 |        |
| <b>Lucro RV Total</b>                       | \$1808.47 |        | \$2373.46  |        |
| <b>Créditos de RV Comercializados (GWh)</b> | 18.73     | 18.79  | 101.92     | 102.13 |

#### 4.2.4 Principais conclusões do estudo de caso

Nota-se que, embora tenha sido possível obter na seção 4.1 uma descrição bastante precisa da estratégia dos agentes termelétricos que leva à maximização de lucro, no caso de hidrelétricas com reservatório (em que os agentes competem submetendo ofertas de reservatório virtual) esta é uma tarefa mais difícil.

No exercício apresentado na seção 4.2.3, é possível concluir que o agente 5 foi capaz de aumentar o seu lucro em comparação com o caso em que todos os agentes são tomadores de preço (apresentado na seção 4.2.2) ao submeter ofertas com um *mark-up* igual a 0,3. Infelizmente não é possível afirmar se o *mark-up* de 0,3 é de fato ótimo para o agente 5, visto que seria necessário testar uma série de *mark-ups* diferentes (tanto superiores quanto inferiores) para identificar o lucro sob cada uma destas condições. Entretanto, visto que é necessário realizar o trabalhoso procedimento de convergência ao estado estacionário para cada um dos valores de *mark-up* que se deseja testar, e visto que é questionável se de fato este estado estacionário seria em algum momento alcançado (já que outros agentes participantes do mecanismo de reservatórios virtuais poderiam mudar sua estratégia em resposta à estratégia adotada pelo agente 5), optou-se por deixar explorações adicionais para o Entregável 11 – que envolve estudos de caso com o modelo de equilíbrio, no qual este tipo de dinâmica e interação entre os agentes pode ser explorada.

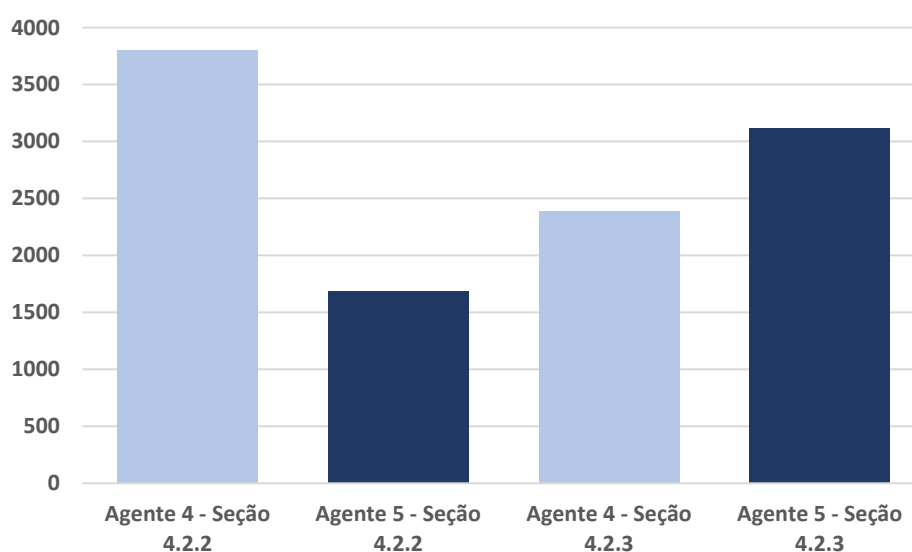
Ainda assim, nota-se que o fato de que o agente 5 foi capaz de aumentar o seu lucro ao estabelecer um valor de *mark-up* mais elevado para o seu preço de oferta sugere que há oportunidade para exercício de *poder de mercado* – em que o agente utiliza sua participação dominante no mercado para influenciar os preços. Visto que o agente 5 detém uma participação relativamente elevada no sistema, correspondendo a 30% das afluições hidrelétricas, não é surpreendente que este agente seja capaz de ter grande influência sobre os preços – por analogia, o agente 2 detinha 30% do parque gerador termelétrico no exercício apresentado na seção 4.1.4, e sua influência sobre os preços de equilíbrio era capaz até mesmo de forçar o déficit no sistema. Esta consideração sugere mais uma vez que a preocupação com a possibilidade de exercício de poder de mercado deve estar presente entre as autoridades do setor em um desenho de mecanismo para implementação de um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas.

Outra consideração cabível é em que medida a estratégia adotada pelo agente 5 resulta em alguma *destruição de valor* para a sociedade ou se representa unicamente um efeito *alocativo*. Como exemplificado na seção 4.1.5, a estratégia de oferta do agente 2 implica em destruição de valor para a sociedade, visto que térmicas de CVU mais elevado são despachadas desnecessariamente e o sistema chega a resultar em déficit de energia por consequência dos *mark-ups* elevados submetidos por este agente termelétrico. No caso da operação estratégica de recursos hídricos, entretanto, o efeito é mais sutil: a destruição de valor só é evidente em casos mais extremos, por exemplo quando o sistema é levado a verter água devido ao *mark-up* elevado imposto pelos ofertantes ou quando o sistema é levado ao déficit caso os ofertantes de reservatório virtual imponham um *mark-up* menor do que zero (subvalorizando, portanto, o recurso hídrico). Em cenários intermediários, pode-se também falar em “destruição de valor”, que pode ser entendida com base em um aumento de probabilidade de algum desses cenários mais extremos (por exemplo, um *mark-up* elevado força uma maior geração termelétrica, aumentando o risco de vertimento; ou um *mark-up* reduzido leva a uma redução na geração termelétrica preventiva, aumentando o risco de déficit). Embora seja difícil mensurar este efeito, um resultado que merece destaque é a *direção* do efeito: sempre que um agente tem incentivo a exercer poder de mercado, isto implica em oferecer os seus créditos de reservatório virtual com um *mark-up* mais elevado, o que por sua vez tende a resultar em maior geração termelétrica, um nível de reservatórios mais elevado, e consequentemente um risco de déficit mais baixo.

O resultado de que o comportamento estratégico dos agentes em um mercado baseado em ofertas envolvendo hidrelétricas com reservatório pode *aumentar* a segurança de suprimento é bastante

interessante, embora a magnitude deste efeito possa variar muito em função das condições do problema. No exercício apresentado na seção 4.2.3, por exemplo, houve um aumento relativamente pequeno na energia armazenada no sistema como um todo no estado estacionário – o efeito do *mark-up* aplicado pelo agente 5 resultou principalmente em transferência de armazenamento do agente 4 para o agente 5, como observado na Figura 20, mas o equilíbrio de longo prazo foi similar. Entretanto, sistemas que possuem um risco de vertimento menor do que este sistema exemplo, ou nos quais há uma dependência do fator de produção em função do volume (o que implica em ganhos adicionais associados a manter os reservatórios mais elevados), ou ainda simplesmente casos em que todos os agentes participantes do mercado de reservatório virtual escolhem aplicar um markup maior do que zero, podem resultar em benefícios para o sistema em termos de segurança de suprimento com a implementação de um modelo baseado em ofertas.

**Figura 20 – Créditos de reservatório virtual por agente nos exemplos das seções 4.2.2 e 4.2.3**



Visto que o comportamento estratégico dos agentes ofertantes deve resultar em um nível de armazenamento *mais elevado* para os reservatórios do sistema em geral, cabe questionar sob que circunstâncias poderia acontecer a situação contrária – isto é, um cenário em que o modelo baseado em ofertas pudesse levar a um nível de armazenamento *menor* do que o nível ótimo idealizado (que pode ser estimado apenas com a existência de um planejador benevolente e onisciente). Este tipo de situação tipicamente está associada a algum tipo de perda de *credibilidade* do mercado por ofertas (isto é, os agentes não acreditam que conseguirão vender os seus créditos de reservatório virtual no futuro ao preço que efetivamente valem), e deve também ser uma preocupação dos agentes responsáveis pelo desenho de mecanismo para a implementação de um mercado baseado em ofertas. Da mesma forma que a questão da mitigação de poder de mercado, este elemento será explorado no Entregável 6 (Desenho detalhado).

## 5 ANÁLISES COM O SISTEMA BRASILEIRO

Este capítulo descreve um estudo de caso com o uso do laboratório computacional para simular o sistema elétrico brasileiro. O capítulo explica a construção da base de dados utilizada, as principais premissas e simplificações adotadas, além de uma discussão de resultados.

Cabe destacar mais uma vez que todos os exercícios apresentados foram realizados utilizando a versão 0.1.0 do Laboratório Computacional, *software* que acompanha o presente relatório como um Entregável do projeto de P&D. Adicionalmente, foi utilizado o solver comercial Xpress para solucionar os problemas aqui representados: provavelmente *solvers* gratuitos teriam dificuldade em resolver problemas muito grandes, capazes de representar a realidade brasileira. O Laboratório Computacional está adaptado para o uso de diferentes *solvers* por meio de uma seleção de opções de execução do modelo, embora seja necessário obter uma licença do solver comercial para utilizá-lo.

### 5.1 Construção da base de dados

#### 5.1.1 Base inicial do PMO e ajustes baseados no DESSEM

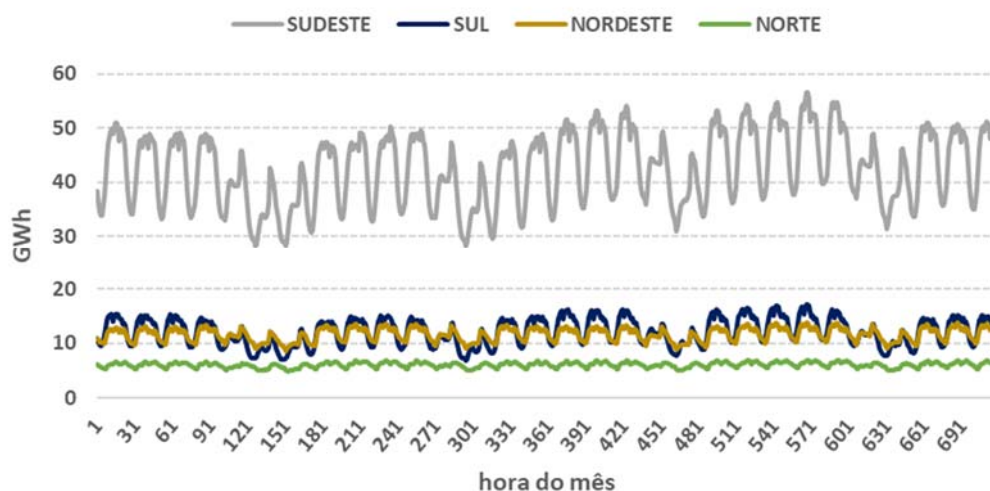
A base de dados utilizada para este exercício origina-se do caso PMO de julho de 2021, que se encontra disponível publicamente na biblioteca virtual da CCEE. Sobre esta base, foram feitas diversas modificações, buscando complementar algumas informações ausentes da base do PMO:

- Valores mínimo e máximo de armazenamento de cada reservatório físico – ou seja, o quanto de água deve ser mantido em cada reservatório, no mínimo, e o quanto de água pode ser armazenado, no máximo – foram incorporados na base, segundo consta no caso DESSEM do dia 1 de julho de 2021<sup>14</sup> – que também se encontra disponível na Biblioteca Virtual da CCEE.
- Os dados das unidades geradoras termelétricas a serem consideradas (potência instalada, custos de combustível etc.) foram atualizados, segundo valores do mesmo caso DESSEM. Isso foi feito com o intuito de que a base de dados contasse com informações de cada unidade geradora – ao invés de dados agregados por usina, como consta na base do PMO – permitindo, assim, a realização de ofertas por unidade geradora.
- Remoção das usinas que constavam como fora de operação na base DESSEM do dia 1 de julho de 2021.
- Foi introduzido um custo de O&M para todas as centrais hidrelétricas, equivalente à TEO (Tarifa de Energia de Otimização).
- Uma vez que o laboratório computacional realiza simulações horárias da formação de preços e do despacho, foi necessário incorporar na base perfis anuais horários para a demanda em cada submercado. Os perfis introduzidos foram calculados segundo informações históricas e são mostrados na Figura 21, na qual se considera somente o mês de setembro.
- Pelo mesmo motivo, foram introduzidos perfis anuais horários para a geração solar e eólica. Seguindo a representação da base PMO, as centrais eólicas em cada submercado foram agregadas em uma única unidade geradora (o mesmo valendo para as centrais solares). Assim,

<sup>14</sup> A base DESSEM utilizada como referência foi a proveniente da execução da CCEE, que possui algumas diferenças em relação à base do ONS – em particular, a rodada do DESSEM da CCEE não possui representação da rede elétrica.

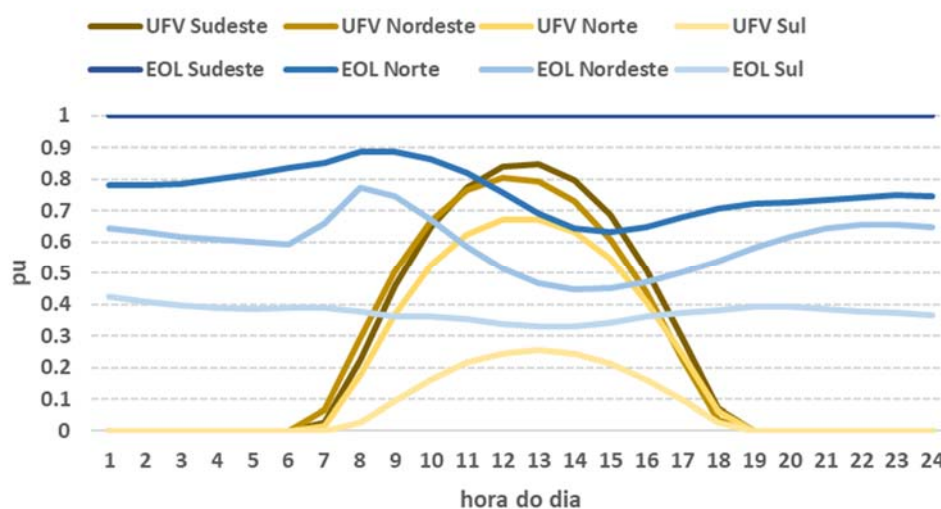
a base possui 8 centrais geradoras: EOL Sudeste, UFV Sudeste, EOL Sul, UFV Sul, EOL Nordeste, UFV Nordeste, EOL Norte e UFV Norte<sup>15</sup>. Para cada uma dessas centrais, foram geradas 38 séries (cenários) de geração – de modo a levar em consideração a volatilidade inerente a esta produção renovável. Cada um destes cenários foi introduzido ao modelo como possíveis cenários de realizações *day-ahead*.

**Figura 21 – Demanda por submercado e hora, para o mês de setembro**



A Figura 22 mostra o perfil de geração renovável médio, para um dia típico de setembro. O eixo das ordenadas representa o quanto da capacidade máxima de cada central pode ser gerado em dada hora. Um valor igual a 1 significa que a unidade gera com sua capacidade máxima, enquanto um valor igual a 0 significa que não há geração alguma naquela hora. Especificamente para a geração eólica no Sudeste, não foi feito um detalhamento de seu perfil horário, dado que, pela baixa potência instalada na região (apenas 13 MW), o efeito de considerar tal perfil seria pouco significativo para os resultados.

**Figura 22 – perfil de geração renovável (média de 38 cenários)**



<sup>15</sup> EOL é uma abreviação para “eólicas” e UFV, para “unidades fotovoltaicas”.

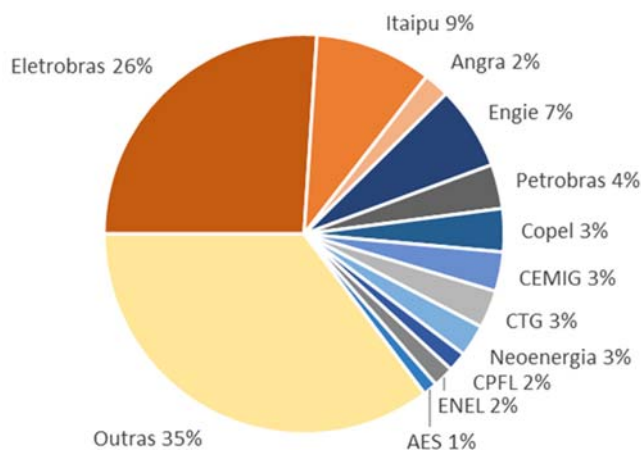
- Para a execução do laboratório computacional, também é necessário especificar os reservatórios virtuais do sistema. Considerou-se um reservatório virtual para cada submercado (sudeste, sul, nordeste e norte).

Cabe observar que centrais a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são representadas como unidades geradoras inflexíveis de CVU zero, havendo uma central PCH e uma central a biomassa para cada submercado. A capacidade de geração dessas unidades é igual à geração considerada na base do PMO – sendo, portanto, fixada conforme projeções exógenas do operador.

### 5.1.2 Agentes participantes do mercado

Foram considerados na modelagem somente quatro agentes: a Eletrobras – maior agente do sistema brasileiro, possuindo ao todo cerca de 37% da garantia física do sistema (a Figura 23 destaca as frações pertencentes a Itaipu, nucleares em Angra, e outras usinas) – e mais três agentes denominados “Outros\_Term”, “Outros\_Hidro” e “Outros\_Renov”, que possuem, respectivamente, todos os ativos térmicos, hidrelétricos e renováveis do sistema que não pertencem à Eletrobrás. Centrais cuja propriedade é dividida entre a Eletrobrás e outras empresas foram mantidas sob a posse da Eletrobras nos casos em que esta é a maior acionista. Esta representação tem por objetivo simplificar a representação, já que para os exercícios utilizando o laboratório computacional todos os agentes exceto um são representados como tomadores de preço (equilíbrios mais gerais serão explorados no Entregável 11 do presente projeto de P&D). Entretanto, em preparação para aprofundamentos futuros, a informação de outros dos principais agentes do sistema também é apresentada na Figura 23 (embora sua participação no sistema seja substancialmente menor que o agente Eletrobrás).

**Figura 23 – Participação das empresas na Garantia Física do Sistema. Fonte: PSR**



Essa informação será utilizada para: (i) calcular a remuneração de cada agente, na etapa de liquidação (vide seção 2.5); (ii) elaborar as ofertas de energia e de reservatório virtual de cada agente (vide seção 2.3). Neste sentido, considerou-se que a Eletrobrás possui 35.6% de participação no MRE (idêntica para todos os quatro reservatórios virtuais, um para cada submercado: sudeste, sul, nordeste e norte)<sup>16</sup>. O

<sup>16</sup> A participação da Eletrobrás no MRE, que considera unicamente a garantia física de hidrelétricas, é um pouco maior do que a participação da Eletrobrás na garantia física total do sistema. Vale destacar que não foram incorporadas nesta divisão preliminar a participação de hidrelétricas sob o regime de cotas ou com repactuação de risco hidrológico – temas que precisarão ser tratados no Entregável 7 (Roadmap de implementação).

agente “Outros\_Hidro” possui os 64.4% restantes. Essas participações foram calculadas usando o critério atual de cotas do MRE e são usadas pelo laboratório computacional para repartir as afluições e a liquidação ponte (seção 2.5.6) entre os agentes. A quantidade de créditos de reservatório virtual ao início da simulação também foi repartida entre os dois agentes seguindo a mesma proporção.

### 5.1.3 Simplificações

Por simplicidade, para o exercício realizado, considerou-se a mesma geração renovável e a mesma demanda para o *day-ahead* e para o *real-time* – a introdução de desvios entre os dois momentos é perfeitamente possível e pode ser feita como descrito na seção 2.2. Esta funcionalidade foi testada nos estudos de caso apresentados na seção 4.2 – entretanto, a ausência de dados para a calibração destes parâmetros para o mercado brasileiro levou a uma simplificação desta representação.

O caso é executado sem representação detalhada da rede de transmissão, considerando somente os limites de fluxo entre os quatro submercados (sudeste, sul, nordeste e norte). Esta representação é em linha com a representação do sistema brasileiro utilizada pela CCEE, e embora o laboratório computacional esteja pronto para solucionar problemas com representação completa da rede, a maior dificuldade de lidar com esta base de dados mais detalhada mais uma vez motivou a representação mais simples baseada em submercados.

Outras restrições operativas associadas às hidrelétricas do sistema também foram suprimidas, tais como restrições de irrigação, volume de alerta, defluência mínima, vertimento mínimo e volume de espera. A remoção de tais restrições foi “compensada” através de uma redução equivalente nos dados de afluição do sistema. Adicionalmente, para cada central hidrelétrica, utilizou-se o seu fator de produção médio (independente do turbinamento e do volume) para representar a sua produção de energia. Nota-se que a representação do parque gerador hidrelétrico é um dos principais desafios de um modelo que busque realizar uma representação realista do sistema brasileiro, e que um tratamento adequado das diferentes peculiaridades desta tecnologia foi uma das principais preocupações do desenho de mecanismo de reservatórios virtuais proposto e detalhado no Entregável 3 (Desenho conceitual). Refinamentos futuros são evidentemente desejáveis – entretanto, o principal objetivo do presente trabalho é demonstrar a viabilidade do mecanismo baseado em ofertas reduzido a suas características mais fundamentais.

## 5.2 Obtenção do estado estacionário

Antes de realizar a simulação do caso no laboratório computacional e simular um mecanismo de ofertas dos agentes, a base foi simulada com o uso do *software* SDDP (como introduzido na seção 3.4). Essa execução possui dois objetivos, conforme explicado na seção 3.4: (i) o de encontrar um estado estacionário para os volumes físicos de água nos reservatórios; (ii) o de obter estimativas para o custo de oportunidade da água que possam ser usados para a elaboração das ofertas dos agentes. Esta seção foca em explicar a rodada SDDP e na obtenção do estado estacionário. Na próxima seção, serão discutidas as ofertas dos agentes.

Um estado estacionário (determinístico) seria aquele em que o volume de água armazenado ao fim de um ano equivale ao volume de água armazenado no início do ano. Ou seja, dado um volume inicial de água nos reservatórios do sistema (às 00h00min de 1 janeiro), o simulador do despacho (neste caso, o SDDP) otimizará o despacho ao longo do ano e dará como resultado o mesmo volume final de água (às

23h59min do dia 31 de dezembro). Se isso ocorrer, ao rodar os anos seguintes utilizando as mesmas premissas (afluências, geração renovável, demanda etc.), o despacho em todos os anos seria o mesmo.

Dado que a base utilizada possui 200 cenários – entre os quais as afluências e geração renovável variam – o conceito de estado estacionário é ligeiramente diferente: é necessário que a distribuição de probabilidade dos volumes armazenados (entendendo cada uma das 200 séries como cenários equiprováveis) às 00h00min de 1 janeiro seja idêntica à distribuição de volumes às 23h59min do dia 31 de dezembro.

Para obter este estado estacionário, o caso foi executado para um horizonte de 1 ano (o ano de 2022), repetido 16 vezes sequencialmente. Tudo funciona como se houvesse um horizonte de 16 anos, todos com a mesma configuração do sistema (centrais existentes, limites de fluxos entre regiões, demanda etc.). O que muda entre um ano e o seguinte é, essencialmente, o volume dos reservatórios: o volume inicial do primeiro ano é dado pelas condições hidrológicas atuais – tais como definidas nos arquivos de entrada do caso – enquanto o volume dos reservatórios no início do segundo ano é uma consequência da otimização do despacho ao longo do primeiro ano, o mesmo valendo para os anos seguintes<sup>17</sup>.

Na teoria, essa execução de um ano repetidas vezes (idealmente, infinitas vezes) deveria convergir para um estado estacionário do sistema. Como não é possível rodar a base para um número infinito de anos, é esperado (i) que não se possa atingir um estado estacionário “perfeito”; (ii) o surgimento de um efeito de “fim do horizonte”, pelo qual, ao chegar nos anos finais do horizonte, os reservatórios comecem a esvaziar, dado que a opção de armazenar água não tem sentido se ela não puder ser mais utilizada no futuro – em outras palavras, o custo futuro da água se aproxima de zero.

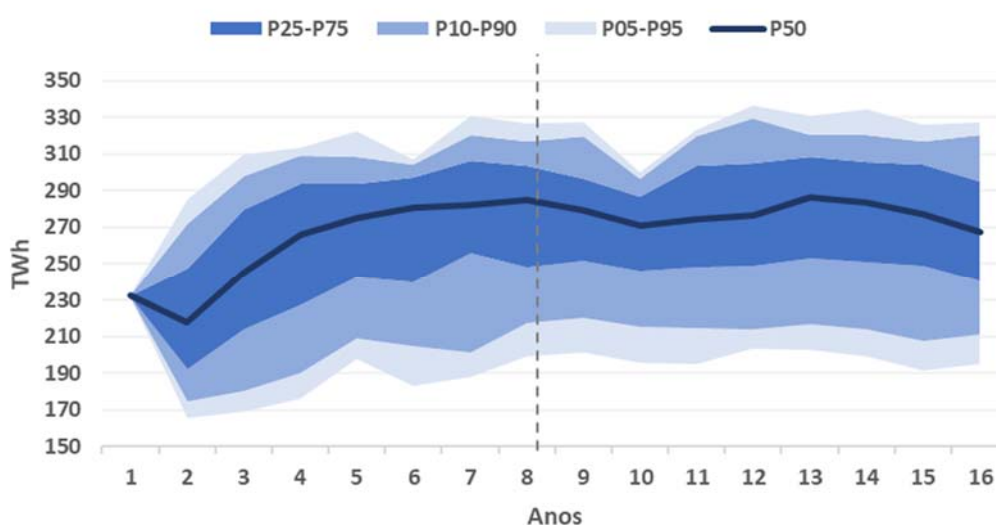
Este efeito de “fim de horizonte” significa que não é recomendável considerar os anos finais do horizonte como um estado estacionário do sistema – nesses anos, a tendência é que o armazenamento no último dia do ano seja menor que o armazenamento no início do ano. Na prática, tomou-se o oitavo ano da simulação como aproximação para o estado estacionário. Isso significa que o laboratório computacional adotará como volume inicial dos reservatórios do sistema a quantidade de água armazenada às 00h00min deste oitavo ano – que é obtido dos resultados do SDDP. Uma análise visual da distribuição de probabilidades de volume neste ano comparada com os anos imediatamente anteriores e imediatamente posteriores, como se vê na Figura 24, corrobora a premissa de que esta é ao menos uma boa aproximação para o estado estacionário – já que a distribuição do armazenamento ao longo dos cenários de simulação já atingiu uma relativa estabilidade neste ano.

A figura considera o armazenamento inicial de cada ano (isto é, no dia 1 de janeiro). A linha mais escura mostra, para cada ano da simulação, a mediana, ou o percentil 50 do volume (significando que em 50% dos 200 cenários simulados o volume armazenado fica abaixo da linha). Já a área P25-P75 mostra, para cada ano da simulação, o intervalo entre os percentis 25% e 75% – ou seja, esta faixa de valores não contempla os 50 cenários (25% de 200) de maior armazenamento, nem os 50 cenários de menor armazenamento, mas nos outros 100 cenários (50% de 200), o armazenamento, em janeiro de dado ano, se encontra nesta faixa. A interpretação é a mesma para as áreas P10-P90 e P05-P95. Nota-se que a distribuição de probabilidades dos percentis inferiores (armazenamento mais baixo) permanece estável

<sup>17</sup> Cabe salientar que o SDDP realiza um planejamento *antecipativo* da operação, isto é, os 16 anos são resolvidos em um único problema de otimização, de modo que o despacho ótimo do primeiro ano leva em consideração as suas consequências para o restante do horizonte.

do ano 8 em diante. Já nos percentis superiores, parece haver um comportamento inesperado no ano 10 em particular devido a um efeito amostral da simulação realizada – entretanto, o comportamento nos anos 7 a 9 é muito similar ao comportamento nos anos 11 a 14, o que sugere que a distribuição de probabilidades de volumes atingida nesses períodos (e ignorando o 10º ano) pode ser entendida como representativa do estado estacionário. A natureza estocástica do problema implica que simulações realizadas com amostras finitas estão sujeitas a este tipo de variação em anos específicos, embora o resultado da simulação como um todo seja bastante robusto e corrobore a escolha do ano 8 como representativo do estado estacionário.

**Figura 24 – Volume armazenado nos reservatórios do sistema (percentis)**



Uma última observação é que uma execução de 16 anos com detalhamento *horário* da representação do sistema é inviável, dada a quantidade de recursos computacionais exigidos. Portanto, optou-se por uma execução com horizonte de 16 anos e representação agregada de blocos de carga – em que cada mês é dividido em três blocos e o balanço oferta-demanda é verificado para cada um desses blocos, e não para cada hora. Em seguida, tomou-se o oitavo ano desta execução – o estado estacionário do sistema – e somente este ano foi rodado de forma *horária*<sup>18</sup>.

### 5.3 Ofertas dos agentes

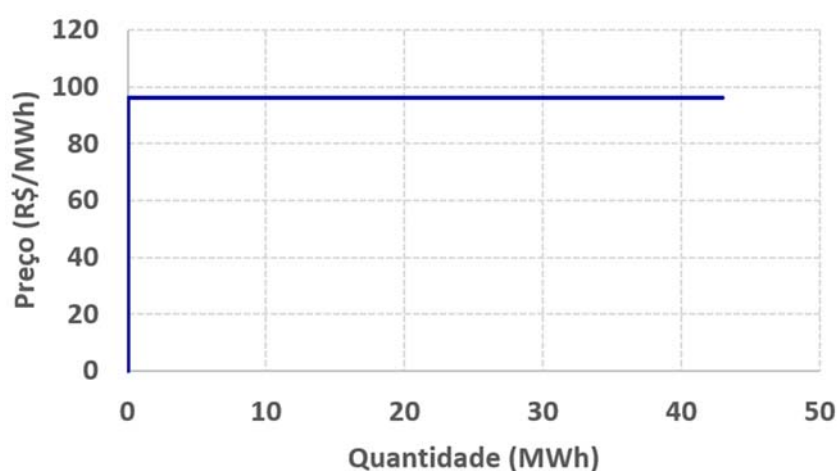
Para a execução do caso no laboratório computacional, selecionaram-se 12 cenários – com diferentes condições de afluências e geração renovável – e tomou-se como referência o início do mês de setembro para a realização da simulação. Como indicado na seção 3.4, selecionar um ponto específico do “ciclo” sazonal do sistema é importante para que a representação do estado estacionário seja coerente. A condição inicial de armazenamento dos reservatórios físicos do sistema (na primeira hora do mês de setembro), para cada um dos 12 cenários, provém da execução *horária* do SDDP realizada para o oitavo ano da simulação de longo prazo original (como descrito anteriormente), de modo a garantir o estado estacionário.

<sup>18</sup> Para que os reservatórios não se esvaziem ao fim deste ano, a execução *horária* utiliza a função de custo futuro advinda da rodada por blocos de 16 anos.

Como explicado na seção 5.1.2, o caso rodado considera quatro agentes: Eletrobrás, “Outros\_Term”, “Outros\_Hidro” e “Outros\_Renov”. Considerou-se que as ofertas de venda de energia para as unidades térmicas da Eletrobrás e de “Outros\_Term” são realizadas segundo o CVU das usinas (com *mark-up* zero). Ou seja, cada unidade geradora oferta uma quantidade de energia equivalente à sua disponibilidade em dada hora, a um preço igual ao seu CVU.

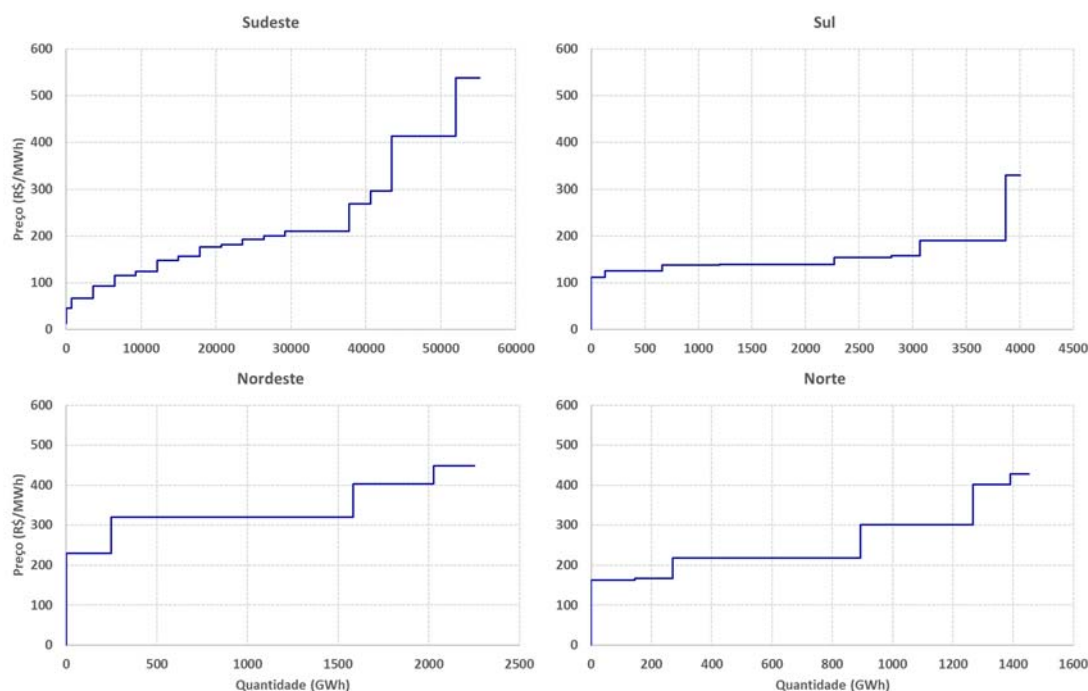
Uma oferta preço-quantidade térmica típica pode ser vista na Figura 25. Esta oferta possui um único patamar, cujo preço, como explicado acima, é dado pelo CVU da unidade geradora em questão – a unidade geradora denominada 1\_Aparecida na base de dados, de propriedade da Eletrobrás –, equivalente a 96,11 [R\$/MWh], e cuja quantidade é dada pela capacidade de geração da unidade, de 43 MWh. Utilizam-se as mesmas ofertas térmicas para todos as horas e cenários.

**Figura 25 – Oferta para uma das unidades geradoras da Central Térmica Aparecida**

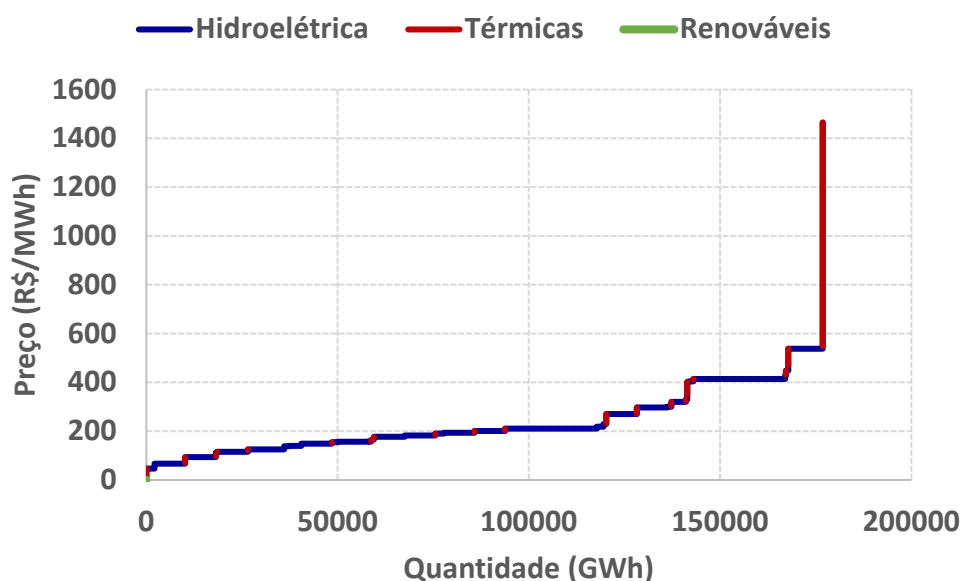


As ofertas de reservatório virtual são calculadas como explicado na seção 3.4, utilizando como valor do custo futuro da água os valores provenientes da execução do SDDP. No total, é necessário criar oito ofertas, já que, para cada um dos quatro reservatórios virtuais (sul, sudeste, norte e nordeste), há dois agentes ofertantes: “Eletrobrás” e “Outros\_Hidro”. O caso executado também não considerou nenhum *mark-up* sobre o preço ofertado. Foram elaboradas diferentes ofertas para cada cenário, uma vez que o volume inicial de água nos reservatórios varia com o cenário – implicando em diferentes custos de oportunidade da água.

A Figura 26 mostra as ofertas preço-quantidade de reservatório virtual para a Eletrobrás para um cenário específico. O eixo das abscissas representa a quantidade de créditos de reservatório virtual ofertados, enquanto o eixo das ordenadas representa o mínimo preço ao qual a Eletrobrás está disposta a vender aquela quantidade de créditos. A curva é crescente, refletindo o fato de que, quanto mais créditos forem vendidos em dado dia, menor será o armazenamento físico ao final do dia e, portanto, maior o custo de oportunidade da água. O leitor deve estar atento para a escala do eixo das abscissas (quantidade ofertada), que varia conforme o submercado, dados os seus diferentes tamanhos. Foram utilizados até 18 patamares, dependendo do submercado e do cenário.

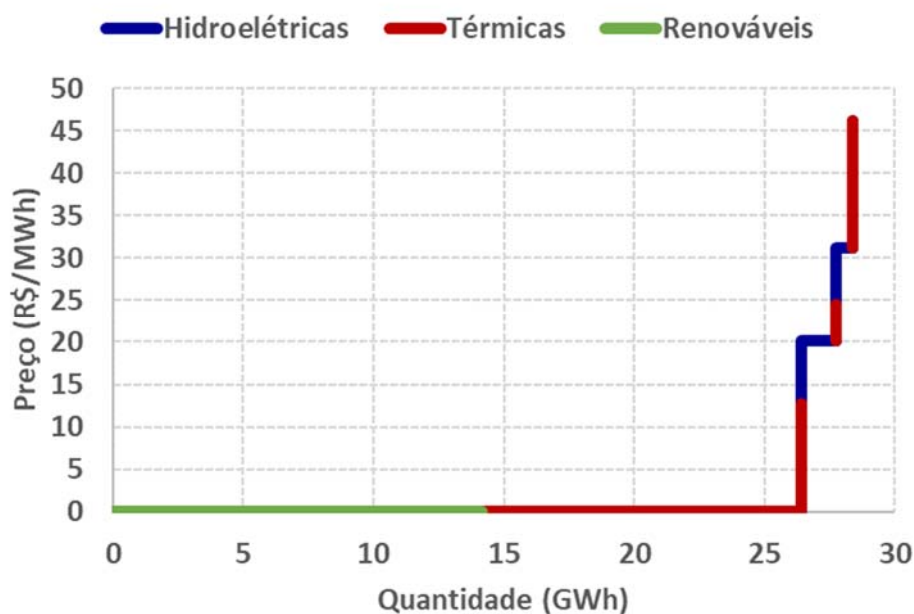
**Figura 26 – Ofertas preço-quantidade da Eletrobrás para os quatro reservatórios virtuais**

A Figura 27 mostra a curva de ordem de mérito do sistema, resultante das ofertas individuais elaboradas para cada agente, para o mesmo cenário da Figura 26. Essa curva é essencialmente um “empilhamento” das ofertas (ou, mais precisamente, dos patamares de cada oferta), na ordem dos preços. Não necessariamente as ofertas serão aceitas em ordem de mérito no momento da otimização do despacho. Existe uma série de restrições físicas (por exemplo, limites de turbinamento, de armazenamento nos reservatórios e de fluxo entre os submercados) que podem obrigar o problema de otimização a adotar ofertas mais caras que as que seriam implicadas pela ordem de mérito.

**Figura 27 – Curva de oferta (ordem de mérito) para um cenário selecionado**

A Figura 28 mostra a mesma curva de ofertas, mas dá um “zoom” nos patamares de menor preço, que não podem ser facilmente visualizados na Figura 27, pela escala adotada para o eixo das abscissas. Em outras palavras, ela revela os custos envolvidos para acionar os 30 GWh mais baratos do sistema. Em particular, é possível observar um patamar de ofertas a preço 0. Neste patamar se encontram usinas inflexíveis, tais como as renováveis e algumas térmicas, cujo custo marginal é nulo<sup>19</sup>.

**Figura 28 – Segmentos iniciais da curva de oferta, para o mesmo cenário**

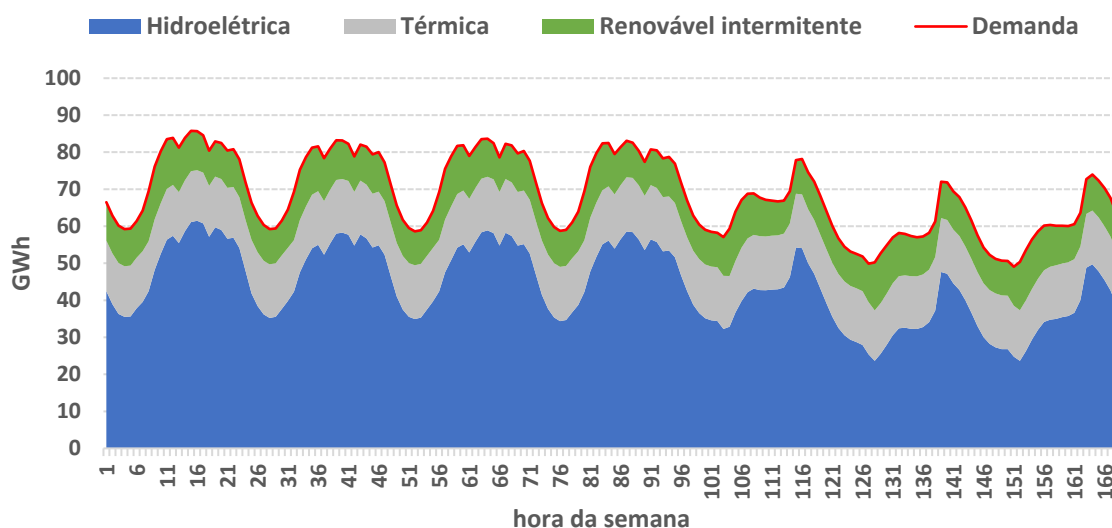


## 5.4 Resultados

Executou-se uma simulação do despacho por ofertas para um horizonte de uma semana – a primeira semana de setembro, no estado estacionário –, utilizando as ofertas descritas na seção 5.3 e 12 cenários. Os principais resultados são discutidos nesta seção.

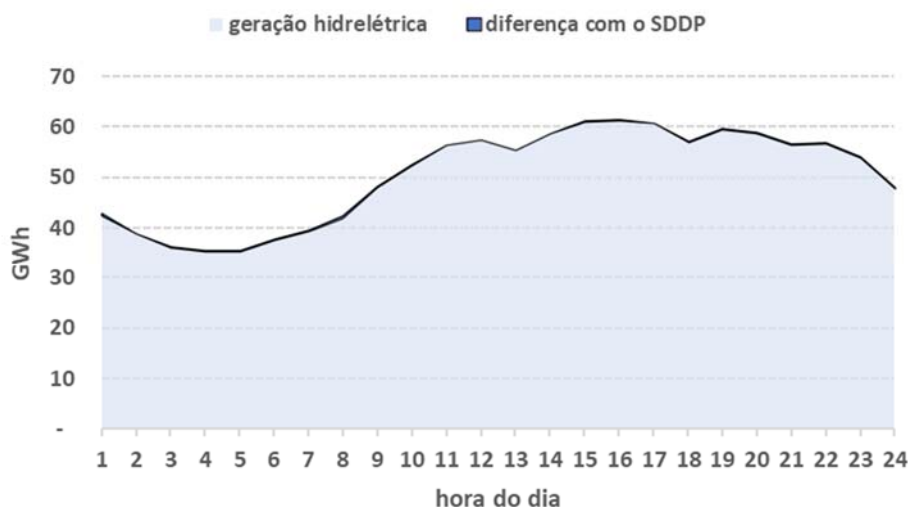
A Figura 29 mostra o despacho físico do sistema para as 168 horas da semana, tomando a média dos 12 cenários simulados. Observa-se uma preponderante geração hidrelétrica ao longo desta semana, variando entre 47% e 72% da demanda, dependendo da hora. Esse despacho é resultado da otimização do despacho, realizada na etapa de execução (vide seção 2.4). Como explicado anteriormente, este caso não considera desvios de demanda ou de geração renovável entre problema *day-ahead* e o *real-time*, de modo que o despacho (e todos os outros resultados) é idêntico para os dois problemas.

<sup>19</sup> Apesar de assumirmos, no exercício realizado, ofertas a preço zero para renováveis, vale salientar que a proposta de desenho do P&D contempla a possibilidade de ofertas preço-quantidade para essas usinas.

**Figura 29 – Geração elétrica por fonte (média de 12 cenários)**

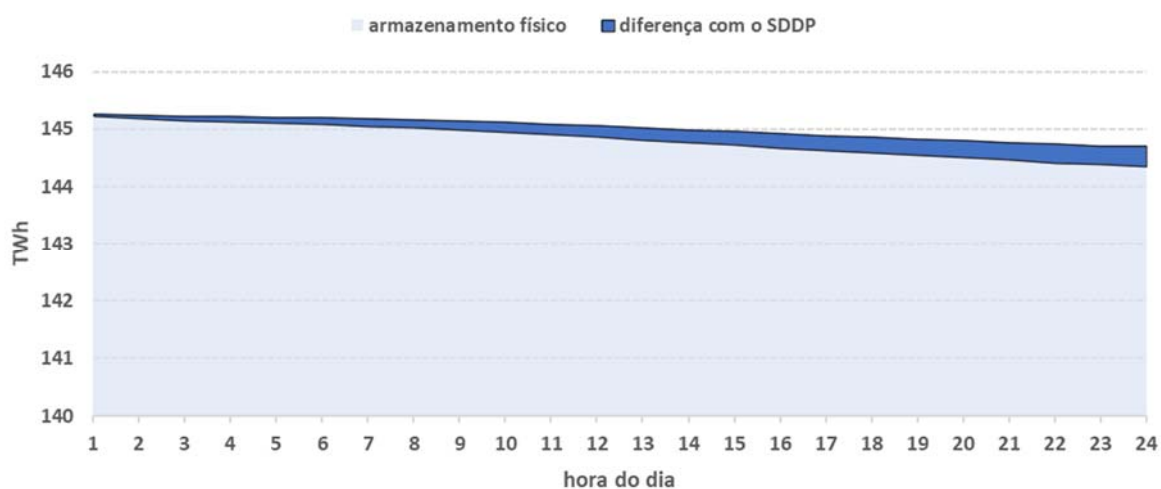
Uma preocupação que pode surgir com a implementação de um modelo de despacho e formação de preços por ofertas e, especialmente, com a introdução de um mecanismo de reservatórios virtuais, é a viabilidade deste modelo reproduzir o despacho hídrico ótimo. Sob o ponto de vista do exercício computacional deste capítulo, o “despacho hídrico ótimo” pode ser entendido como aquele advindo da execução horária realizada no SDDP – que simula o despacho sob o ponto de vista de um operador centralizado onisciente. Consequentemente, uma análise relevante é a comparação da geração hídrica do laboratório computacional com a resultante do SDDP.

A Figura 30 realiza esta comparação. O gráfico mostra a geração hidrelétrica média dos 12 cenários para o laboratório computacional e para o SDDP, no primeiro dia da semana – as conclusões são as mesmas para outros dias da semana. A diferença entre a geração hidrelétrica total do SDDP e do laboratório computacional é mostrada em azul escuro. Tal diferença relativa não supera os 3%, revelando uma boa concordância entre o despacho centralizado e o despacho por ofertas.

**Figura 30 – Comparação da geração hidrelétrica com o SDDP para o dia 1**

Uma das principais causas para diferenças entre os dois modelos é a granularidade da oferta hidrelétrica. Enquanto a função de custo futuro da água é uma função contínua, as ofertas de reservatório virtual são realizadas em patamares, podendo ser consideradas aproximações das curvas de custo reais – quanto mais patamares, melhor será esta aproximação. Em outras palavras, a etapa de elaboração das ofertas descrita na seção 5.3 essencialmente tomou as curvas de custo futuro advindas do SDDP e realizou aproximações desta curva por funções em formato de “escada” (mostradas na Figura 26). Uma vez que estas curvas são aproximações, pequenas diferenças entre os resultados são esperadas.

A Figura 31 mostra outra comparação com o resultado da execução do SDDP, desta vez para o armazenamento de água nos reservatórios do sistema – convertido em unidades de energia (novamente, considera-se uma média dos 12 cenários). Uma vez mais, é possível notar a semelhança entre as trajetórias de esvaziamento dos reservatórios nos dois modelos. A diferença entre o volume de água armazenado nos dois modelos não passa de 0.3% ao longo das horas deste dia.

**Figura 31 – Comparação do armazenamento de água com o SDDP para o dia 1**

Cabe observar que, no mundo real, existem outros motivos para que o despacho por ofertas seja distinto do despacho centralizado, que não estão refletidas nas comparações acima. Os entregáveis 1 e 3 deste

projeto de P&D (“Avaliação Conceitual e Estratégias de Desenho” e “Proposta de Desenho de Mecanismo Conceitual”, respectivamente) discutem como a formação de preços por ofertas pode aumentar os incentivos para que os agentes informem com mais precisão parâmetros operativos hidrelétricos, desenvolvam melhores previsões de geração renovável e de demanda, invistam em opções de flexibilidade operativa, entre outros aspectos que podem aumentar a eficiência do despacho. Por outro lado, comportamentos estratégicos de agentes com poder de mercado podem produzir um efeito contrário, em particular se não forem tomadas medidas de monitoramento de mercado (tema do Entregável 6 deste projeto de P&D, “Proposta de Desenho de Mecanismo Detalhada”).

## 6 CONCLUSÕES

O presente relatório apresentou as principais funcionalidades do *laboratório computacional* desenvolvido no âmbito do presente projeto de P&D, que permite a simulação dos principais elementos do desenho conceitual proposto em entregáveis anteriores para implementação de um mecanismo de despacho e formação de preços baseado em ofertas no Brasil. Em particular, foram incorporados ao laboratório computacional as principais inovações propostas no desenho conceitual apresentado no Entregável 3: a representação de reservatórios virtuais e o mercado com liquidação dupla (*day-ahead* e *real-time*). A disponibilização livre do laboratório computacional em código aberto permitirá ainda a realização de testes e explorações do mecanismo proposto por pesquisadores, agentes do setor e outros membros da sociedade, contribuindo para dar robustez a qualquer desenho de mecanismo baseado em ofertas que venha a ser implementado no Brasil.

Foram apresentados neste relatório estudos de caso centrados ao redor de três sistemas com características distintas, observando a capacidade do modelo em representar todos os elementos necessários e em emular os resultados de equilíbrio de mercado em diferentes condições no que diz respeito à estratégia de oferta dos agentes (representada por *mark-ups*) e sua capacidade de exercer poder de mercado:

- Um sistema exemplo contendo apenas termelétricas e renováveis, apresentado na seção 4.1. Neste exercício, foi possível avaliar os resultados mais fundamentais do modelo baseado em ofertas sem considerar elementos de *intertemporalidade* intrínsecos a qualquer sistema que incluía hidrelétricas com reservatório. Observou-se que agentes pequenos possuem mínimo poder de mercado, ao passo que agentes que possuam uma fatia dominante do mercado podem distorcer os preços de equilíbrio, podendo no limite inclusive levar ao resultado extremamente indesejável de um déficit de energia. Com a implementação de mecanismos de mitigação de poder de mercado, entretanto, os benefícios de um mecanismo baseado em ofertas poderiam até mesmo ultrapassar eventuais externalidades negativas, devido por exemplo à *assimetria de informação* que é uma componente importante da realidade, embora difícil de incorporar em um modelo como o apresentado. Como discutido na seção 2.5, como o operador não tem informação perfeita sobre o mercado, a informação submetida voluntariamente pelos agentes em um mecanismo baseado em ofertas é valiosa para a minimização de custos totais.
- Um segundo sistema exemplo introduzindo hidrelétricas com reservatório, apresentado na seção 4.2 e no qual dois agentes (um tomador de preço e outro não) submetem ofertas observando os princípios do mecanismo de reservatórios virtuais proposto ao longo do presente projeto de P&D. Este exemplo explora uma série de elementos característicos de sistemas com grandes reservatórios hidrelétricos, e em particular destaca a importância de se identificar um *estado estacionário* que descreva o comportamento de longo prazo do sistema de modo a avaliar os lucros esperados de determinada estratégia de forma coerente (já que uma representação do lucro do agente em um cenário pontual estaria muito sujeita à tendência de enchimento ou esvaziamento do reservatório naquele dia em particular). Este exercício também demonstrou que pode haver risco de exercício de poder de mercado caso os agentes tenham participação dominante – entretanto, destaca-se que, além das medidas de mitigação de poder de mercado já discutidas, no caso de hidrelétricas com reservatório um efeito colateral do exercício de poder

de mercado é uma tendência a *aumentar* as métricas de segurança de suprimento (embora, em contrapartida, também haja um aumento da probabilidade de ocorrência de vertimento).

- Finalmente, uma representação do sistema brasileiro, detalhada no capítulo 5. Nota-se que o principal objetivo dos pesquisadores com este exercício é assegurar a possibilidade de se construir uma representação realista do sistema brasileiro, coletando informações de diferentes fontes de modo a construir uma base de dados com a representação dos ativos de geração, seus proprietários, e distribuições de probabilidade para a demanda e para os recursos renováveis. Munidos desta base de dados, uma simulação de curto prazo utilizando o laboratório computacional com uma representação de ofertas com *mark-up* zero permitiu constatar que os resultados foram aderentes aos resultados de uma simulação utilizando uma representação baseada na minimização de custos do ponto de vista do operador central. Esta compatibilidade entre os dois resultados é em linha com os fundamentos teóricos do problema, segundo os quais os resultados de despacho de uma minimização de custos centralizada são idênticos ao resultado de um mercado competitivo em que nenhum dos agentes tem incentivo a oferecer um preço diferente dos seus reais custos variáveis unitários e/ou custos de oportunidade. É de se esperar que, ao realizar simulações envolvendo *mark-ups* maiores do que zero, haveria um aumento gradual na energia armazenada nos reservatórios virtuais do agente ofertante – o que será explorado em mais detalhes no entregável 11.

## 7 REFERÊNCIAS

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

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

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

## 8 ANEXO 1: GLOSSÁRIO

|        |                                                                       |
|--------|-----------------------------------------------------------------------|
| Aneel  | Agência Nacional de Energia Elétrica                                  |
| CCEE   | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                         |
| CSV    | Formato de arquivo. Significa “ <i>comma-separated-values</i> ”       |
| CVU    | Custo variável unitário                                               |
| DECOMP | Software de otimização do despacho de médio prazo utilizado no Brasil |
| DESSEM | Software de otimização do despacho de curto prazo utilizado no Brasil |
| MME    | Ministério de Minas e Energia                                         |
| MRE    | Mecanismo de Realocação de Energia                                    |
| NEWAVE | Software de otimização do despacho de longo prazo utilizado no Brasil |
| O&M    | Operação e manutenção                                                 |
| ONS    | Operador Nacional do Sistema                                          |
| PCH    | Pequena central hidrelétrica                                          |
| P&D    | Pesquisa e Desenvolvimento                                            |
| PMO    | Programa Mensal de Operação                                           |
| SDDP   | Software comercial de otimização do despacho de médio-longo prazo     |
| TEO    | Tarifa de Energia de Otimização                                       |

## 9 ANEXO 2: FORMULAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA

Apresentamos a seguir uma representação simplificada da formulação aplicada pelo laboratório computacional para determinar a solução do problema de despacho ótimo. Embora esta formulação não contenha todas as funcionalidades que podem ser incorporadas pelo *software* (que possui inclusive diferentes modalidades de representação que alteram ligeiramente a formulação correspondente), ela pode ser tomada como uma representação “canônica” do problema de otimização.

Vale destacar, entretanto, que alguns elementos já implementados no laboratório computacional não foram incorporados a esta formulação de modo a mantê-la compacta e de fácil compreensão – o que permite também identificar de forma mais imediata as principais distinções entre a representação do modelo por ofertas e do software DESSEM utilizado atualmente na operação do mercado brasileiro. A título de exemplo, pode-se citar:

- A representação apresentada inclui o mínimo possível de detalhes a respeito de restrições operativas físicas dos geradores termelétricos, como restrições de rampa e custos de arranque. Esta filosofia foi levada a um ponto extremo, já que nem mesmo a capacidade instalada dos ativos de geração é incluída (apenas as quantidades das ofertas submetidas pelos agentes limitam o aceite do operador). Seria simples incorporar tais restrições à formulação apresentada.
- A formulação é apresentada uma única vez, com foco na representação do problema do dia seguinte – embora existam algumas diferenças sutis na representação do problema do mercado de balanço, como destacado na seção 2.4.
- A formulação apresentada também representa exclusivamente a representação do balanço de energia *por submercado*, embora o laboratório computacional já esteja pronto para representar também o balanço de energia nodal com representação das leis de Kirchhoff.
- O modelo pode também representar cascatas mais complexas, em que a “hidrelétrica a jusante” para efeitos de turbinamento e para efeitos de vertimento podem não coincidir – embora na formulação esta representação tenha sido simplificada.
- O modelo permite representar “modificações” entre um dia e outro da simulação, de modo que os limites de intercâmbio entre submercados, a capacidade máxima de turbinamento das hidrelétricas, ou outros parâmetros físicos da simulação possam ser alterados – embora na representação estes parâmetros tenham sido representados sem o índice temporal.
- Esta formulação do modelo também não contempla restrições hídricas (como por exemplo restrições de defluência mínima), a representação de fatores de produção não-lineares para hidrelétricas, ou distinções entre o fator de produção “de referência” e o fator de produção “declarado” por hidrelétricas físicas individuais (o que poderia ser usado para incorporar ganhos de eficiência de uma forma que beneficie os proprietários das hidrelétricas físicas). Estas simplificações tornam a representação mais simples, embora todos estes elementos tenham sido explorados no Entregável 3.
- Na formulação apresentada, as ofertas de reservatório virtual são representadas como ofertas de venda exclusivamente, no lugar de representarem a possibilidade de ofertas de compra e venda (vide seção 3.4 para uma discussão). Entretanto, não haveria empecilhos para estender esta representação para possibilitar também ofertas de compra de reservatório virtual.

Em suma, a representação apresentada neste anexo representa o “núcleo” desta representação, cuja compreensão é suficiente para entender a maior parte das extensões e complementos realizados posteriormente – mas sem que haja qualquer detrimento da possibilidade de incorporar extensões à representação do problema de otimização do laboratório computacional.

## 9.1 Variáveis do problema

### 9.1.1 Índices e conjuntos

Agentes, submercados e reservatórios virtuais:

- $b \in \mathcal{B}$  os agentes ofertantes
- $s^E \in \mathcal{S}^E$  os submercados
- $s^R \in \mathcal{S}^R(s^E)$  os reservatórios virtuais que pertencem ao submercado  $s^E$ . Por hipótese, cada reservatório virtual é associado a um único submercado.

Etapas, intervalos, e séries:

- $t^X \in \mathcal{T}^X$  os cenários estocásticos
- $t^D \in \mathcal{T}^D$  as etapas (dias), representadas sequencialmente. Para que seja possível facilmente referenciar o “dia anterior” e o “dia seguinte”, assumiremos  $\mathcal{T}^D = \{1, 2, 3, \dots, |\mathcal{T}^D| - 1, |\mathcal{T}^D|\}$ , o que nos permite escrever  $t^D \pm 1$
- $t^T \in \mathcal{T}^T(t^D)$  os intervalos (horas) dentro do dia  $t^D$ , representados sequencialmente. Para que seja possível facilmente referenciar o “instante anterior” e o “instante seguinte”, admitiremos que o conjunto de todas as horas de todos os dias  $\mathcal{T}^\infty = \bigcup_{t^D \in \mathcal{T}^D} \mathcal{T}^T(t^D)$  pode ser representado da forma  $\{1, 2, 3, \dots, |\mathcal{T}^\infty| - 1, |\mathcal{T}^\infty|\}$ , o que nos permite escrever  $t^T \pm 1$  (independentemente da fronteira entre diferentes dias)
  - Usaremos  $t(t^D) = \max_{t \in \mathcal{T}^T(t^D)} t$  para referenciar a última hora de cada dia, correspondente também à hora imediatamente anterior ao início do dia  $t^D + 1$

Ativos:

- $h \in \mathcal{H}(s^R, b)$  as hidrelétricas localizadas no reservatório virtual  $s^R$  e de propriedade do agente  $b$ . Representaremos como  $\mathcal{H}^\infty$  o conjunto de todas as hidrelétricas do sistema (agrupando todos os reservatórios virtuais, submercados, e agentes ofertantes).
- É importante definir também as relações entre hidrelétricas que definem as cascatas<sup>20</sup>:
  - Usaremos  $\mathcal{H}^U(h)$  para representar a hidrelétrica a jusante da hidrelétrica  $h$ , que recebe a água turbinada ou vertida pela hidrelétrica  $h$ . Temos que  $\mathcal{H}^U(h) \in \mathcal{H}^0 \cup \{0\}$ , sendo que se  $\mathcal{H}^U(h) = 0$  a usina  $h$  não possui usinas a jusante.
  - Usaremos  $\mathcal{H}^O(s^R)$  para representar as hidrelétricas na “fronteira de saída” do submercado  $s^R$ : ou seja, as hidrelétricas tais que  $h \in \mathcal{H}^R(s^R)$  mas  $\mathcal{H}^U(h) \notin s^R$
  - Usaremos  $\mathcal{H}^I(s^R)$  para representar as hidrelétricas na “fronteira de entrada” do submercado  $s^R$ : ou seja, as hidrelétricas tais que  $h \notin \mathcal{H}^R(s^R)$  mas  $\mathcal{H}^U(h) \in s^R$

<sup>20</sup> Nota-se que rigorosamente  $\mathcal{H}$  e  $\mathcal{H}^U$  seriam suficientes para definir  $\mathcal{H}^-$  e  $\mathcal{H}^+$ , mas introduzimos estes conjuntos por facilidade de notação. Adicionalmente, nota-se que toda usina “de fronteira” pertence a exatamente um conjunto  $\mathcal{H}^-$  e exatamente um conjunto  $\mathcal{H}^+$  para dois submercados diferentes.

- $j \in \mathcal{J}(s^E, b)$  um índice que representa os ativos localizados no submercado  $s^E$  e de propriedade do agente  $b$ . Este índice denota uma representação “guarda-chuva” que engloba todos os ativos que submetem ofertas horárias – isto é, termelétricas, renováveis e demandas. Representa remos o conjunto de todos os ativos (de todos os submercados e todos os proprietários) como  $\mathcal{J}^\infty$ , e utilizaremos as seguintes subdivisões de  $\mathcal{J}^\infty$  para fazer distinção explícita entre “subcategorias” de ativos:
  - $j^T \in \mathcal{J}^T$  as termelétricas
  - $j^R \in \mathcal{J}^R$  as renováveis
  - $j^D \in \mathcal{J}^D$  as demandas

Segmentos de oferta:

- $m^0 \in \mathcal{M}^0(j^0)$  os segmentos de ofertas horárias submetidas para o ativo  $j$  (pelo agente proprietário deste ativo).
- $m^{VH} \in \mathcal{M}^{VH}(s^R, b)$  o conjunto total de segmentos de ofertas de venda de reservatório virtual submetidos para o reservatório virtual  $s^R$  pelo agente  $b$
- $m^{CH} \in \mathcal{M}^{CH}(s^R, b)$  o conjunto total de segmentos de ofertas de compra de reservatório virtual submetidos para o reservatório virtual  $s^R$  pelo agente  $b$

Pontos da curva-guia:

- $c \in \mathcal{C}$  os pontos de uma curva-guia utilizada como “critério de desempate” para determinar a alocação ótima do armazenamento hidrelétrico entre os reservatórios físicos associados a um mesmo reservatório virtual.

### 9.1.2 Dados de entrada

Dados de entrada das ofertas:

- $E^0(m^0, t^T, t^X)$  é o montante de energia associado ao segmento de oferta horária  $m^0$  no instante  $t^T$  e no cenário  $t^X$ , em MWh. Nota-se que  $E^0$  representa a oferta *incremental* em cada segmento. Por facilidade de notação, admite-se  $E^0 > 0$  no caso de uma oferta de renovável ou termelétrica, e  $E^0 < 0$  no caso de uma oferta de demanda
- $P^0(m^0, t^T, t^X)$  é o preço associado ao segmento de oferta horária  $m^0$  no instante  $t^T$  e no cenário  $t^X$ , em \$/MWh
- $E^{VH}(m^{VH}, t^D, t^X)$  é o montante de energia associado ao segmento de oferta de venda diária  $m^{VH}$  na etapa  $t^D$  e no cenário  $t^X$ , em MWh. Nota-se que  $E^0$  representa a oferta *incremental* em cada segmento
- $E^{CH}(m^{CH}, t^D, t^X)$  é o montante de energia associado ao segmento de oferta de compra diária  $m^{CH}$  na etapa  $t^D$  e no cenário  $t^X$ , em MWh. Nota-se que  $E^0$  representa a oferta *incremental* em cada segmento
- $P^{VH}(m^{VH}, t^D, t^X)$  é o preço associado ao segmento de oferta de venda diária  $m^{VH}$  na etapa  $t^D$  e no cenário  $t^X$ , em \$/MWh
- $P^{CH}(m^{CH}, t^D, t^X)$  é o preço associado ao segmento de oferta de compra diária  $m^{CH}$  na etapa  $t^D$  e no cenário  $t^X$ , em \$/MWh

Dados das hidrelétricas físicas:

- $W^A(h, t^T)$  é a afluência incremental que chega a montante da hidrelétrica  $h$  no instante  $t^T$ , em m3/s. Na prática, o dado de entrada é definido para cada dia ou semana, e convertido em afluência horária pelo modelo.
- $W^L(h, t^T)$  representa uma componente de “perdas” que ocorrem a montante da hidrelétrica  $h$  no instante  $t^T$ , em m3/s. Estas “perdas” podem incluir água destinada à irrigação e outros usos consuntivos, evaporação no reservatório, e outras componentes. Na prática, o dado de entrada é definido para cada dia ou semana, e convertido em afluência horária pelo modelo.
- $W_h^+(h)$  é o turbinamento máximo da hidrelétrica  $h$  em m3/s
- $V^+(h)$  representa o volume máximo do reservatório da hidrelétrica  $h$  em Hm3
- $V^-(h)$  representa o volume mínimo do reservatório da hidrelétrica  $h$  em Hm3
- $\rho^0(h)$  representa o fator de produção da hidrelétrica  $h$  em MW/(m3/s), representando sua taxa de conversão de turbinamento em geração de eletricidade. É desejável definir também o fator de produção *cumulativo*, que considera as usinas a jusante na cascata:
  - Definimos ainda de forma recursiva o fator de produção cumulativo  $\rho^C(h) = \rho^0(h) + \rho^C(h^U(h))$ . Nota-se que  $\rho^C(h) = \rho^0(h)$  para hidrelétricas sem nenhuma hidrelétrica a jusante, e que para cascatas naturais (acíclicas) o fator  $\rho^C$  é bem definido para todas as hidrelétricas do sistema.

Condições iniciais:

- $V^{H0}(h)$  representa o volume inicial disponível no reservatório da hidrelétrica  $h$  em Hm3
- $V^{R0}(s^R, b)$  representa o armazenamento inicial disponível no reservatório virtual  $s^R$  para cada agente  $b$  em GWh. Nota-se que é necessário garantir que  $V^{R0}$  seja compatível com  $V^{H0}$  de acordo com as equações de conciliação físico-virtual (vide seção 9.3).
- $\gamma(s^R, b)$  representa a fração da energia afluenta no submercado  $s^R$  que cabe ao agente  $a$  (cotas do MRE)
- $V^C(h, c)$  representa o armazenamento em Hm3 da hidrelétrica  $h$  no ponto  $c$  que compõe a curva-guia de volume armazenado nos reservatórios, utilizada como critério de desempate na função objetivo. Na sua versão mais simples, este dado de entrada contém apenas dois pontos, um ponto  $c = 0$  em que todas as hidrelétricas encontram-se no seu volume mínimo  $V^-$  e um ponto  $c = 1$  em que todas as hidrelétricas encontram-se no seu volume máximo  $V^+$  (embora metodologias mais refinadas para o cálculo da curva-guia sejam também possíveis).

Quantidades físicas:

- $F^+(s^{E1}, s^{E2})$  a capacidade máxima de exportação de energia do submercado  $s^{E1}$  para o submercado  $s^{E2}$  em GWh. Nota-se que a capacidade de exportação pode ser assimétrica:  $F^+(s^{E2}, s^{E1}) \neq F^+(s^{E1}, s^{E2})$ .
- $D(s^E, t^T, t^X)$  o montante de energia demandada em GWh e que não está sujeita à submissão de ofertas, no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ . Nota-se que a recomendação dos consultores é que *toda* demanda tenha um agente responsável por submeter ofertas em seu nome (o que

implicaria  $D = 0$ ), embora esta variável seja incluída para contemplar a possibilidade de uma cobertura incompleta do mercado.

Fatores de conversão e constantes:

- $\phi^T$  é a duração em horas de cada intervalo  $t^T$ , admitida constante para todos os intervalos, dias, e cenários. Nota-se que devemos ter  $\phi^T \cdot |\mathcal{T}^H(t^D)| = 24$  (i.e. o número de intervalos dentro de cada dia deve ser tal que a duração total do dia deve ser igual a 24 horas, ignorando o efeito do horário de verão)
- $\phi^H$  é uma constante igual a  $\frac{3.6}{1000}$  que representa o fator de conversão entre um fluxo em  $\text{m}^3/\text{s}$  e um volume em  $\text{Hm}^3$ . Sua unidade é em  $\text{Ms}/\text{h}$ .
- $\phi^K$  é uma constante igual a  $\frac{1}{1000}$  que representa uma conversão de  $\text{MWh}$  em  $\text{GWh}$
- $\phi^\epsilon$  é um parâmetro muito pequeno utilizado para incorporar o “critério de desempate” à função objetivo. Sua unidade é em  $\$/\text{Hm}^3$ .
- $M$  é uma constante positiva, grande o suficiente para cumprir seu propósito descrito a seguir (“big  $M$ ”). Uma possível escolha de  $M$  é com base na soma de toda água afluente e armazenada em toda uma cascata – tomando o valor máximo dentre as cascatas do sistema para resultar em um único parâmetro  $M$  para todas as usinas.

### 9.1.3 Variáveis de decisão

Aceite de ofertas:

- $e^0(m^0, t^T, t^X)$  é o montante de energia vendida de oferta horária em  $\text{MWh}$ , associado ao segmento de oferta  $m^0$  para o instante  $t^T$  e cenário  $t^X$
- $e^{VH}(m^{VH}, t^D, t^X)$  é o montante de energia vendida pelo reservatório virtual, de oferta diária em  $\text{MWh}$ , associado aos segmentos de oferta de venda  $m^{VH}$  para a etapa  $t^D$  e cenário  $t^X$
- $e^{CH}(m^{CH}, t^D, t^X)$  é o montante de energia comprada pelo reservatório virtual, de oferta diária em  $\text{MWh}$ , associado aos segmentos de oferta de compra  $m^{CH}$  para a etapa  $t^D$  e cenário  $t^X$

Quantidades de energia:

- $g^H(h^0, t^T, t^X)$  a geração na hidrelétrica  $h^0$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em  $\text{GWh}$
- $g^0(j^0, t^T, t^X)$  a geração de qualquer outro ativo  $j^0$  (térmica, renovável, ou demanda) no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em  $\text{GWh}$ . Nota-se que no caso de uma demanda, tem-se  $g^0 \leq 0$  por convenção.
- $d(s^E, t^T, t^X)$  o déficit de energia imposto ao submercado  $s^E$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em  $\text{GWh}$
- $f(s^{E1}, s^{E2}, t^T, t^X)$  o fluxo de energia representando a transferência de energia do submercado  $s^{E1}$  para o submercado  $s^{E2}$  em  $\text{GWh}$ , no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ .

Quantidades de água:

- $w^U(h^0, t^T, t^X)$  o turbinamento na hidrelétrica  $h^0$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em  $\text{m}^3/\text{s}$
- $w^S(h^0, t^T, t^X)$  o vertimento comercializável na hidrelétrica  $h^0$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em  $\text{m}^3/\text{s}$ . Esse vertimento é considerado para fins de balanços físico virtual.

- $w^F(h^0, t^T, t^X)$  o vertimento não comercializável, que só pode ser realizado quando a usina se encontra no limite de armazenamento, na hidrelétrica  $h^0$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ , em m<sup>3</sup>/s. Esse vertimento não é considerado para fins de balanço físico virtual.
- $v^H(h^0, t^T, t^X)$  representa o volume armazenado em Hm<sup>3</sup> no reservatório da hidrelétrica  $h^0$  ao final do instante  $t^T$  e cenário  $t^X$ . Por facilidade de notação, convencionamos que, para  $t^T = 0$  (antes do primeiro instante do horizonte), tem-se  $v^H(h^0, 0, t^X) = V^{H0}(h^0)$  para todo  $t^X$
- $v^R(s^R, b, t^D, t^X)$  representa a energia de reservatório virtual armazenada, em GWh, no reservatório virtual  $s^R$  pelo agente  $b$  ao final da etapa  $t^D$  e cenário  $t^X$ . Por facilidade de notação, convencionamos que, para  $t^D = 0$  (antes da primeira etapa do horizonte), tem-se  $v^R(s^R, b, 0, t^X) = V^{R0}(s^R, a)$  para todo  $t^X$

Variáveis binárias:

- $x(h^0, t^T, t^X)$  variável binária que proíbe/permite o vertimento não comercializável  $w^F$  na hidrelétrica  $h^0$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$

Variáveis do critério de desempate:

- $\lambda(c, t^T, t^X)$  representa a composição dos segmentos  $c$  da curva-guia para encontrar o ponto de mínima distância no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$
- $\delta(h, t^T, t^X)$  representa a “distância” entre o armazenamento na hidrelétrica  $h$  no instante  $t^T$  e cenário  $t^X$  e o armazenamento “ideal” dado pela curva-guia, parâmetro utilizado no “critério de desempate” incorporado à função objetivo.

## 9.2 Formulação do problema de otimização

Ao longo de toda a presente formulação, omitiremos o índice  $t^X$  correspondente ao cenário (que é relevante para todas as variáveis de decisão e muitos dos dados de entrada), e representaremos todos os outros índices aplicáveis como subscritos.

### Função objetivo

Nota-se que os principais termos que compõem a função objetivo representam simplesmente um produto entre as ofertas aceitas e o preço da oferta, para diferentes segmentos de oferta horária e diária. Como as ofertas horárias do lado da demanda são representadas com quantidade  $e$  menor do que zero e preço  $P$  maior do que zero, nota-se que elas podem ser inseridas no mesmo somatório das ofertas de geração: o objetivo é aceitar ofertas de geração ao *menor* preço e ofertas de demanda (negativas) ao *maior* preço disponível. O último termo da função objetivo corresponde ao “critério de desempate” para guiar a escolha de armazenamento nos reservatórios físicos (visto que as ofertas não fazem distinção entre reservatórios físicos dentro do mesmo reservatório virtual).

$$\min \sum_{\substack{d \in \mathcal{T}^D \\ m_v \in \mathcal{M}^{VH}(r,b) \\ b \in \mathcal{B} \\ r \in \mathcal{S}^R}} P_{m_v d}^{VH} e_{m_v d}^{VH} - \sum_{\substack{d \in \mathcal{T}^D \\ m_c \in \mathcal{M}^{CH}(r,b) \\ b \in \mathcal{B} \\ r \in \mathcal{S}^R}} P_{m_c d}^{CH} e_{m_c d}^{CH} + \sum_{\substack{t \in \mathcal{T}^\infty \\ m \in \mathcal{M}^0(j) \\ j \in \mathcal{J}^\infty}} P_{mt}^0 e_{mt}^0 + \phi^\epsilon \sum_{\substack{d \in \mathcal{T}^D \\ h \in \mathcal{H}^\infty}} \delta_{hd}$$

### Balanço de energia

O balanço de energia corresponde à restrição de atendimento à demanda de cada submercado e cada hora, incorporando as gerações de todos os ativos, variável de déficit, fluxos entre submercados, e demanda pré-fixada. Nota-se que a dual desta primeira restrição corresponde ao preço marginal  $\pi_{st}$  (vide seção 2.5.1).

$$\sum_{\substack{j \in \mathcal{J}(s,b) \\ b \in \mathcal{B}}} g_{jt}^0 + \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}(r,b) \\ b \in \mathcal{B} \\ r \in \mathcal{S}^R(s)}} g_{ht}^H + d_{st} + \sum_{s' \in \mathcal{S}^E \setminus \{s\}} (f_{s'st} - f_{ss't}) = D_{st} \quad \forall s \in \mathcal{S}^E, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$0 \leq f_{s'st} \leq F_{s's} \quad \forall s, s' \in \mathcal{S}^E, t \in \mathcal{T}^\infty$$

### Acionamento do vertimento não comercializável

A usina física pode verter água de dois modos: como vertimento comercializável  $w_{ht}^S$  (que não possui restrições, mas é custoso para o sistema devido à sua representação na equação de correspondência físico-virtual mais adiante) ou como vertimento não comercializável  $w_{ht}^F$  (que possui custo zero, mas só pode ser acionado caso exista um excesso físico de água na hidrelétrica em questão). Com as restrições abaixo, o vertimento não comercializável pode ser maior do que zero (em qualquer das horas do dia) se e somente se o volume ao *final* do intervalo em questão para cada usina (isto é, após contemplar a decisão de vertimento) exceder o volume máximo  $V_h^+$  do seu reservatório – o que é representado pela variável binária  $x_{ht}$ . A única exceção são as usinas fio d'água, tais que  $V_h^+ = V_h^-$ : para estas usinas,  $x_{ht} = 1$  sempre, de modo que o vertimento não comercializável é sempre possível.

$$x_{ht} \leq \frac{v_{ht}^H - V_h^-}{V_h^+ - V_h^-} \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$0 \leq w_{ht}^F \leq M x_{ht} \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$x_{ht} \in \{0,1\} \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

### Balanço hídrico

O volume armazenado a cada instante em cada hidrelétrica é determinado a partir do volume armazenado no instante imediatamente anterior. Representam-se também os efeitos das cascatas.

$$v_{ht}^H = v_{h,t-1}^H + \phi^T \phi^H \left( W_{ht}^A - W_{ht}^L - w_{ht}^U - w_{ht}^S - w_{ht}^F + \sum_{h': \mathcal{H}^U(h')=h} (w_{h't}^U + w_{h't}^S) \right)$$

$$\forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$V_h^- \leq v_{ht}^0 \leq V_h^+ \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$0 \leq w_{ht}^U \leq W_h^+ \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

$$w_{ht}^S \geq 0 \quad \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty$$

### Balço de reservatório virtual

Em paralelo ao balanço de reservatórios físicos, deve ser feito também o monitoramento do reservatório virtual de cada agente, que depende do montante armazenado na etapa imediatamente anterior, afluências, e montantes de reservatório virtual vendidos.

$$v_{rbd}^R = v_{rb,d-1}^R + \gamma_{ra} \cdot \phi^T \phi^K \left( \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}^R(r) \\ t \in \mathcal{T}^T(d)}} \rho_h^C \cdot (W_{ht}^A - W_{ht}^L) \right) - \sum_{m_v \in \mathcal{M}^{VH}(r,b)} e_{m_v d}^{VH} + \sum_{m_c \in \mathcal{M}^{CH}(r,b)} e_{m_c d}^{CH} \quad \forall r \in \mathcal{S}^R, b \in \mathcal{B}, d \in \mathcal{T}^D$$

$$\begin{aligned} v_{rbd}^R &\geq 0 & \forall r \in \mathcal{S}^R, b \in \mathcal{B}, d \in \mathcal{T}^D \\ 0 &\leq e_{m_v d}^{VH} \leq E_{m_v d}^{VH} & \forall m_v \in \mathcal{M}^{VH}(\mathcal{S}^R, b), d \in \mathcal{T}^D, \mathcal{S}^R \in \mathcal{S}^R, b \in \mathcal{B} \\ 0 &\leq e_{m_c d}^{CH} \leq E_{m_c d}^{CH} & \forall m_c \in \mathcal{M}^{CH}(\mathcal{S}^R, b), d \in \mathcal{T}^D, \mathcal{S}^R \in \mathcal{S}^R, b \in \mathcal{B} \end{aligned}$$

### Correspondência físico-virtual

Os montantes de ofertas de reservatório virtual adquiridos no mercado  $e$  (de todos os agentes) devem guardar compatibilidade com os montantes de turbinamento e vertimento comercializável utilizados para operar o sistema: o vertimento não comercializável não é considerado aqui pois é tratado de forma separada no mecanismo de reservatório virtual. Também é representada nesta correspondência físico-virtual as cascatas que atravessam a fronteira entre os reservatórios virtuais: a energia que “sai” do subsistema precisa ser coberta por ofertas de reservatório virtual  $e$  dos agentes, enquanto a energia que “entra” no subsistema representa um orçamento energético adicional que pode ser usado pelos geradores dentro daquele reservatório virtual. Nota-se que a dual desta restrição corresponde ao preço marginal  $\hat{\pi}_{rd}$  (vide seção 2.5.3).

$$\begin{aligned} &\phi^T \phi^K \sum_{t \in \mathcal{T}^T(d)} \left[ \left( \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}^R(r,b) \\ b \in \mathcal{B}}} \rho_h^0 \cdot (w_{ht}^U + w_{ht}^S) \right) + \left( \sum_{h \in \mathcal{H}^O(r)} (\rho_h^C - \rho_h^0) \cdot (w_{ht}^U + w_{ht}^S) \right) \right. \\ &\quad \left. - \left( \sum_{h \in \mathcal{H}^I(r)} (\rho_h^C - \rho_h^0) \cdot (w_{ht}^U + w_{ht}^S) \right) \right] \\ &= \sum_{\substack{m_v \in \mathcal{M}^{VH}(r,b) \\ b \in \mathcal{B}}} e_{m_v d}^{VH} - \sum_{\substack{m_c \in \mathcal{M}^{CH}(r,b) \\ b \in \mathcal{B}}} e_{m_c d}^{CH} \quad \forall r \in \mathcal{S}^R, d \in \mathcal{T}^D \end{aligned}$$

### Decisões de geração

Para ativos térmicos, renováveis e demandas, o montante de geração é idêntico à quantidade de oferta aceita (a menos de uma conversão de unidades simples). Como as ofertas de demanda representam quantidades de geração negativas, a representação das desigualdades para o limite superior e inferior é

ligeiramente diferente das desigualdades para as termelétricas e renováveis. No caso dos geradores hidrelétricos, a geração é obtida a partir da decisão de turbinamento, que está ligada ao balanço hídrico.

$$\begin{aligned}
 g_{ht}^H &= \phi^T \phi^K \cdot \rho_h^0 \cdot w_{ht}^U & \forall h \in \mathcal{H}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty \\
 g_{jt}^0 &= \phi^K \cdot \sum_{m \in \mathcal{M}^0(j)} e_{mt}^0 & \forall j \in \mathcal{J}^\infty, t \in \mathcal{T}^\infty \\
 0 \leq e_{mt}^0 &\leq E_{mt}^0 & \forall m \in \mathcal{M}^0(j), \forall j \in \mathcal{J}^T \cup \mathcal{J}^R, t \in \mathcal{T}^\infty \\
 E_{mt}^0 &\leq e_{mt}^0 \leq 0 & \forall m \in \mathcal{M}^0(j), \forall j \in \mathcal{J}^D, t \in \mathcal{T}^\infty
 \end{aligned}$$

### Critério de desempate

O objetivo destas restrições adicionais associadas ao critério de desempate é: (i) através das variáveis  $\lambda$ , identificar a combinação convexa de pontos  $V^C$  da curva-guia que se localiza mais próxima do vetor de armazenamentos  $v^H$  a cada hora, e (ii) através das variáveis  $\delta$ , determinar a “distância” entre o armazenamento observado  $v^H$  e o armazenamento idealizado determinado pela curva-guia por meio de um valor absoluto.

$$\begin{aligned}
 \delta_{hd} &\geq v_{ht(d)}^H - \sum_{c \in \mathcal{C}} \lambda_{cd} V_{hc}^C & \forall h \in \mathcal{H}^\infty, d \in \mathcal{T}^D \\
 \delta_{hd} &\geq \sum_{c \in \mathcal{C}} \lambda_{cd} V_{hc}^C - v_{ht(d)}^H & \forall h \in \mathcal{H}^\infty, d \in \mathcal{T}^D \\
 \sum_{c \in \mathcal{C}} \lambda_{cd} &= 1 & \forall d \in \mathcal{T}^D \\
 \lambda_{cd} &\geq 0 & \forall c \in \mathcal{C}, d \in \mathcal{T}^D
 \end{aligned}$$

### 9.3 Etapa de conciliação

Como indicado no início deste Anexo, a formulação apresentada neste anexo contém apenas a formulação do problema *day-ahead* por simplicidade, embora a representação do problema real-time seja análoga. Uma dificuldade de se representar apenas o problema *day-ahead*, entretanto, é que se torna difícil representar a etapa de *conciliação*, que é utilizada para assegurar que há compatibilidade entre os montantes de reservatório virtual e os reservatórios físicos. Matematicamente, a propriedade de compatibilidade físico-virtual que se deseja verificar é a seguinte:

$$\sum_{b \in \mathcal{B}} v_{rbd}^R = \frac{\phi^K}{\phi^H} \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}(r,b) \\ b \in \mathcal{B}}} \rho_h^C \cdot v_{h,t(d)}^H \quad \forall r \in \mathcal{S}^R, d \in \mathcal{T}^D$$

Nota-se que a equação de correspondência físico-virtual que é representada no problema de otimização envolve uma igualdade entre a decisão física de turbinamento (e vertimento intencional) e a decisão de compra de créditos de reservatório virtual, o que deve guardar correspondência com a *variação* nos volumes armazenados totais em determinado dia. Entretanto, não-linearidades no fator de produção da usina e/ou diferenças entre a realização no mercado em tempo real e a representação no modelo podem gerar diferenças que precisariam ser ajustadas. Na prática, isto significa que o valor ajustado  $\tilde{v}_{rbd}^{R,DS}$  do volume de reservatório virtual  $r$  para o agente  $b$  na última hora do dia  $d$  (que será usado como ponto

de partida para a equação de balanço do mercado do dia seguinte para a primeira hora do dia  $d + 1$  conforme apresentado na formulação do problema de otimização) é calculado com base nos resultados do mercado de balanço, como indicado na expressão a seguir.

$$\tilde{v}_{rbd}^{R,DA} = \frac{v_{rbd}^{R,Bal}}{\sum_{b \in \mathcal{B}} v_{rbd}^{R,Bal}} \cdot \frac{\phi^K}{\phi^H} \sum_{\substack{h \in \mathcal{H}(r,b) \\ b \in \mathcal{B}}} \rho_h^C \cdot v_{h,t(d)}^{H,Bal} \quad \forall r \in \mathcal{S}^R, b \in \mathcal{B}, d \in \mathcal{T}^D$$