

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.9.r

Análise quantitativa dos impactos da formação de preço

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

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

META
PROJETO DE ASSISTÊNCIA
TÉCNICA DOS SETORES DE
ENERGIA E MINERAL



BANCO MUNDIAL
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL



Índice de conteúdo

Glossário.....	3
1. Introdução.....	4
1.1. Motivação	4
1.2. Objetivos do projeto	5
1.3. Objetivos deste relatório	6
1.4. Estrutura deste relatório	7
2. Montagem da Base de Dados do Sistema e Simulação Física	8
2.1. Estrutura temporal.....	8
2.2. Estrutura de séries estocásticas.....	11
2.3. Estrutura de unidades e agentes proprietários	18
2.4. Detalhe de representação de hidrelétricas	21
2.5. Estrutura espacial.....	23
2.6. Resultados físicos da operação	24
3. Tratamento dos Fluxos Financeiros e Simulação Comercial.....	32
3.1. Cenário A: contabilização financeira do Brasil atual	32
3.2. Cenário B: contabilização dupla “pura”	35
3.3. Cenário C: contabilização com reservatório virtual.....	36
3.4. Resultados comerciais da operação	38
4. Comportamentos dos Agentes e Simulação de Estratégias Exógenas.....	46
4.1. Representação dos custos variáveis reais	46
4.2. Representação de mark-ups estratégicos	48
4.3. Representação de mecanismos de mitigação.....	50
4.4. Resultados estratégicos da operação.....	53
5. Resposta Ótima dos Agentes e Equilíbrio Endógeno	59
5.1. Fundamentos	59
5.2. Equilíbrio de funções oferta em um único período.....	62
5.3. Representação no software IARA.....	63
6. Conclusões	64
7. Referências	66

Glossário

Sigla	Significado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
DESSEM	Modelo de otimização de curtíssimo prazo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia física
GNL	Gás Natural Liquefeito
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i> (das hidrelétricas em relação à GF)
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismos de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDO	Programa Diário de Operação
PDP	Programa Diário de Produção
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

1.Introdução

1.1.MOTIVAÇÃO

A definição da ordem de acionamento dos recursos de geração de energia elétrica (“despacho”) no Brasil com base nos custos de produção auditados dos geradores foi uma escolha feita no final da década de 90 decorrente de características específicas do sistema elétrico brasileiro: a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deu origem à preocupação com a “otimização do sistema”, e a presença de várias empresas privadas compartilhando as mesmas cascatas, que gerou receio com a possibilidade do exercício de poder de mercado. Com esta escolha, o país adotou um cálculo centralizado dos custos de oportunidade associados à água armazenada nos reservatórios, através de modelos matemáticos. Desta forma, os produtores hidroelétricos – que respondem pela maior parte da produção de energia do sistema – não têm autonomia para gerenciar o uso dos seus recursos, isto é, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico com base nos respectivos custos de oportunidade calculados de forma centralizada pelo mesmo operador. Estes custos de oportunidade são a principal referência para o cálculo do preço ao qual são “liquidadas” todas as transações de energia de curto prazo do SIN realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este preço é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é baseado no despacho definido pelos modelos computacionais em um processo *ex ante*, ou seja, é apurado com as informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidades declaradas de geração e a demanda prevista para cada submercado.

Em 2019, por meio da Portaria MME Nº 403, foi instituído o Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) com o objetivo de implementar medidas de curto, médio e longo prazo para modernização do setor. Em 1º de janeiro de 2021, dentro deste processo de modernização, o PLD passou a ser calculado diariamente em base horária para cada um dos submercados através do modelo computacional DESSEM. Buscando um aprimoramento contínuo dos modelos, foi criada então a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Quanto ao mecanismo de formação de preço por custo (ou modelo), observou-se evolução significativa nos últimos anos por meio das iniciativas da CPAMP.

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

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

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

1.2.OBJETIVOS DO PROJETO

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

Na proposta, o despacho comercial associado ao preço da energia elétrica de curto prazo, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), indica o despacho físico, nominando os recursos de geração para atender o consumo (despacho pelo mercado). Esse despacho está sempre sujeito ao redespacho por parte do operador, assegurando o adequado funcionamento do sistema. Além disso, é importante que o projeto enderece temas críticos do SIN, que dizem respeito a:

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

Assim, os objetivos específicos do projeto são:

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

- Desenvolver ferramentas que permitam avaliar os impactos que podem decorrer de uma eventual migração do mecanismo de formação de preço por custo (modelo) para o mecanismo de formação de preço por oferta;
- Apresentar adequados tratamentos para os contratos legados;
- Apresentar um diagnóstico sobre a consideração direta ou indireta, no processo de formação do preço de energia elétrica de curto prazo, das externalidades associadas aos impactos socioambientais com base em experiências internacionais, de modo a priorizar fontes de geração de menor impacto potencial.

1.3.OBJETIVOS DESTE RELATÓRIO

O presente relatório visa avaliar os impactos quantitativos decorrentes da introdução de elementos por oferta no modelo brasileiro de formação de preços, em conformidade com as mudanças regulatórias propostas, com destaque para (i) a introdução da contabilização dupla e revisão do preço-piso e preço-teto, (ii) a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais, (iii) a introdução de estratégias exógenas dos agentes (“mark-ups” no preço ofertado) e o papel dos mecanismos de mitigação.

Para tal, serão conduzidas simulações de mercado utilizando o software IARA¹, também desenvolvido no âmbito do próprio projeto, a partir de uma representação simplificada do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). É importante notar que o Relatório 10 (entregável e.10.r [1]) abordou previamente a análise qualitativa dos impactos regulatórios, comerciais, processuais e financeiros inerentes à transição para um mercado baseado em ofertas, propondo regras de transição divididas em três Frentes de Implementação, essenciais para o adequado funcionamento do processo de formação de preços. Quais sejam:

- Frente Elementos Mínimos: introdução da dupla contabilização e revisão dos limites de preço (preço piso e preço teto);
- Frente Reservatórios Virtuais: introdução do mecanismo de reservatórios virtuais e mecanismo de mitigação do risco sistêmico (mecanismo de ofertas de segurança); e
- Frente Sistematização: possibilidade de que distintos agentes de mercado possam submeter ofertas de preço, com a introdução de mecanismo de limites de ofertas (mitigação de poder de mercado).

Desta forma, este entregável tem o intuito de realizar uma análise comparativa quantitativa dos resultados de mercado com e sem a introdução dos elementos associados a estas três Frentes. Inicialmente, foi construído um caso-base para, em seguida, avaliar de forma comparativa os resultados de mercado com base na contabilização vigente do SEB (simples, com preço ex ante e quantidades ex post) versus a dupla contabilização, esta última considerada como uma reforma mínima.

Na sequência, foi realizada uma simulação com a introdução dos Reservatórios Virtuais e, por fim, uma simulação abrangendo as distintas estratégias dos agentes, bem como as estratégias de mitigação de poder de mercado. Neste sentido, as simulações consideram também as ações propostas no Relatório 7 (entregável e.7.r [2]) e no Relatório 8 (entregável e.8.r [3]), que tratam, respectivamente, dos mecanismos para mitigação de poder de mercado e risco sistêmico.

¹ <https://iara.psr-inc.com/>

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

Além deste capítulo de introdução, o presente relatório está organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta o passo a passo para a construção da base de dados do sistema, bem como resultados de uma primeira simulação física do sistema. Esta primeira simulação pode ser interpretada como sendo resultado de uma otimização “por custos” em que o planejador central possui a melhor informação possível sobre o sistema, ou como o resultado de um mercado “por ofertas” perfeitamente competitivo (todos os agentes declaram seus custos e parâmetros operativos reais).
- O Capítulo 3 descreve como foram contabilizados os fluxos financeiros nos diferentes cenários de formação de preço avaliados e contrasta estes resultados comerciais sob o mesmo cenário de operação física apresentado no Capítulo 2.
- O Capítulo 4 aborda os comportamentos dos agentes, que podem adotar estratégias para submeter ofertas de preço-quantidade que não coincidem com os seus parâmetros reais. Este capítulo também discute como as ofertas submetidas pelos agentes podem ser alvo do processo de validação de ofertas, e apresenta um exercício de simulação concreto.
- O Capítulo 5 discute qualitativamente como a estratégia ótima dos agentes pode, no lugar de ser determinada de forma exógena, ser calculada endogenamente pelo modelo IARA como um equilíbrio de Nash resultante das posições dos agentes no mercado.
- O Capítulo 6 conclui o relatório.

2. Montagem da Base de Dados do Sistema e Simulação Física

Este capítulo tem o objetivo central de detalhar o processo de elaboração da base de dados e os primeiros resultados de uma simulação física do sistema. Neste sentido, a construção do modelo busca uma representação física realista do sistema elétrico brasileiro em termos da potência instalada por tecnologia. Dados do parque gerador do PMO de maio/2025, com cenários de demanda, vazão e renováveis, foram utilizados como ponto de partida para esta representação, e ao longo do presente capítulo são destacadas outras hipóteses subjacentes utilizadas nesta construção.

Da forma como o capítulo foi estruturado, primeiramente é apresentado de forma mais geral como cada um dos elementos da base de dados é representado no software IARA; e, em seguida, apresenta-se como cada elemento foi considerado de forma específica no presente estudo. Visto que o modelo IARA é flexível na representação de sistemas físicos, e visto que a base de dados utilizada nas análises deste capítulo foi disponibilizada publicamente, este relatório pode ser utilizado como um “guia” para construir novas bases de dados com diferentes conjuntos de premissas. Como o modelo oferece flexibilidade para diversas outras estratégias de representação, algumas decisões tomadas de forma discricionária no processo de construção da base de dados podem ser ajustadas ou refinadas de modo a incorporar uma representação mais acurada e/ou mais adequada para aplicações específicas.

A documentação detalhada do software IARA (em inglês) está disponível em <https://psrenergy.github.io/IARA.jl/dev/>, incluindo instruções de instalação e funções para editar uma base de dados. Uma vez dentro do ambiente do pacote IARA, desenvolvido em linguagem de programação Julia, a seguinte linha de código automaticamente gera a base de dados descrita ao longo deste capítulo:

```
IARA.ExampleCases.build_example_case("./data", "brasil_8owners_01")
```

2.1. ESTRUTURA TEMPORAL

2.1.1. REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

No IARA, a representação do tempo e das incertezas é feita de forma integrada, combinando a noção de *estágios* e *nós*. Intuitivamente, um *nó* representa o *tipo de estrutura* para o problema de otimização que precisará ser construído para a tomada de decisão, ao passo que cada *estágio* (associado a um *nó* específico) representa uma instância específica deste problema de otimização, caracterizado por três elementos fundamentais (que são inseridos na estrutura do *nó*):

- **Estado de entrada (x):** condição inicial do sistema no estágio;
- **Variável aleatória (ω):** incerteza revelada no início do estágio;
- **Decisão (u):** variável selecionada pelo problema de otimização a partir de x e ω

Intuitivamente, cada estágio corresponde a um ponto no tempo em que o agente toma uma decisão e uma incerteza é revelada. Após a decisão e a realização da incerteza, o sistema evolui para um **novo estado (x')**, determinado por uma função de transição que conecta os estágios sucessivos. A sequência de estágios define a discretização temporal do problema: cada estágio pode representar, por exemplo, a decisão para um único dia, ou para um mês inteiro.

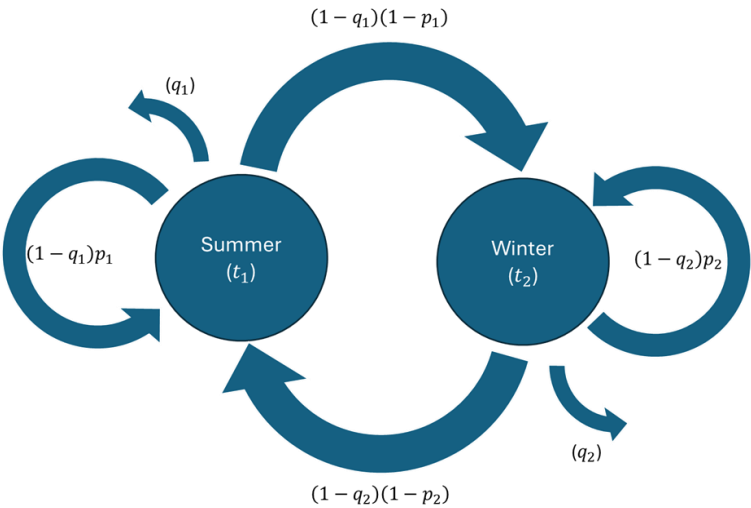
A relação entre estágios e nós é formalizada por meio de *grafos de política (policy graphs)*, que conectam

os nós por arcos direcionados, cada um associado a uma probabilidade de transição. Problemas intertemporais, que frequentemente são solucionados utilizando técnicas de programação dinâmica dual estocástica (*Stochastic Dual Dynamic Programming* ou SDDP [4] – vide seção 2.2.1.2), permitem a representação de alguns principais tipos de grafos [5] :

- **Lineares:** sequência cronológica simples, adequados para horizontes finitos;
- **Markovianos:** permitem múltiplos nós em um mesmo estágio, representando diferentes regimes estocásticos e suas transições probabilísticas;
- **Cíclicos:** utilizados para horizontes infinitos, permitindo o retorno a estados anteriores e a modelagem de sazonalidades recorrentes.

A Figura 2.1 apresenta de forma ilustrativa um grafo “cíclico” (um caso particular de um grafo markoviano) capaz de representar a evolução probabilística dos regimes – esta é a representação “nativa” recomendada no uso do software IARA. Nota-se que a estrutura representada na Figura 2.1 é composta por dois nós (regimes “verão” e “inverno”), que se conectam por arcos que representam a possibilidade de transição entre os nós. A possibilidade de representar com bastante riqueza de detalhe esta transição entre estados permite capturar fenômenos importantes para a variabilidade temporal e persistência hidrológica da operação, essenciais para o planejamento energético de longo prazo.

Figura 2.1 – Exemplo de grafo markoviano com dois regimes sazonais.



Nesta representação esquemática, o parâmetro q representa uma probabilidade de “término” da sequência de estágios, como é usual em representações como esta de um problema intertemporal. Na prática, este parâmetro é calculado automaticamente pelo software IARA com base na taxa de desconto anual r (dado de entrada do problema) e do número médio de repetições N_e de cada uma das estações e (na Figura 2.1, há duas estações), como indicado na Eq. 1. Já o parâmetro p quantifica explicitamente a probabilidade de persistência de determinada estação (i.e. a repetição de múltiplos estágios consecutivos ainda associados ao verão), em oposição a seguir para a estação seguinte, conforme apresentado na Eq. 2.

$q = 1 - \left(\frac{1}{1 + r} \right)^{\frac{1}{\sum_e N_e}}$	Eq. 1
$p_e = 1 - \frac{1}{N_e}$	Eq. 2

Além desta estrutura “macro” em estágios (ou períodos), cada subproblema inclui a representação de múltiplos *subperíodos*, possibilitando por exemplo que uma decisão seja tomada para cada hora individualmente. As equações de balanço para cada subperíodo dependerão das características base das tecnologias do parque gerador representadas na base de dados (vide seção 2.3).

2.1.2. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

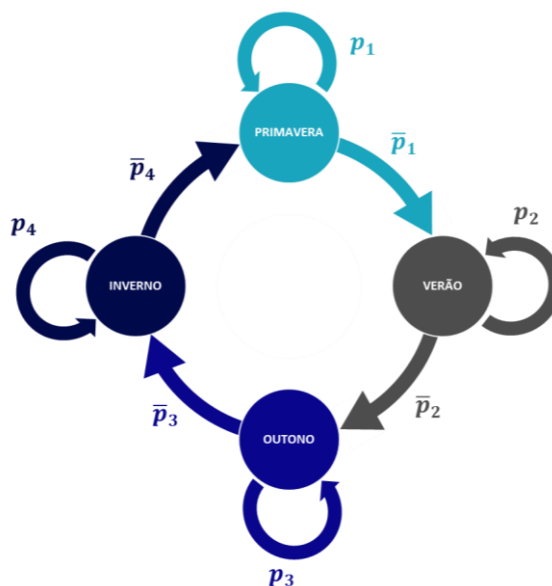
A representação de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, tradicionalmente organizada em base mensal, foi adaptada ao formato cíclico do IARA por meio da agregação dos 12 meses em quatro “estações” como indicado abaixo. Essa adaptação busca capturar a sazonalidade característica de um período úmido, um período seco e seus intervalos de transição:

- Verão: dezembro, janeiro, fevereiro;
- Outono: março, abril, maio;
- Inverno: junho, julho, agosto;
- Primavera: setembro, outubro, novembro.

Nas simulações apresentadas neste estudo, cada estação se repete com uma probabilidade p igual a 80%, de modo que, em média, há uma repetição de cinco estágios em uma mesma estação antes da transição para a seguinte. Como indicado na seção 2.1.1, um “estágio” representa um problema de otimização sequencial, que é resolvido antes de seguir para o estágio seguinte. Considerando as 8760 horas do ano, distribuídas em 4 estações com 5 repetições em média, resulta em uma duração de 438 horas para a modelagem de cada estágio, representado com 24 subperíodos cronológicos. Isto significa que as conversões do modelo (por exemplo água de m^3/s para hm^3 e MW em MWh) consideram 18,25 horas por subperíodo (razão entre a duração de cada estágio de 438 horas e as 24 horas de um dia típico verdadeiro).

Metodologicamente, o procedimento adotado é equivalente à construção de uma política para a simulação de um “dia típico” para cada estação, com resolução “horária” (devido às 24 discretizações de subperíodo). Cada dia típico, representando 438 horas, é solucionado antes que novas variáveis aleatórias sejam sorteadas (portanto, a discretização da tomada de decisão é aproximadamente quinzenal, embora o IARA permita facilmente alterar este dado de entrada). Este sorteio de variáveis aleatórias inclui tanto a transição (ou não) para a estação seguinte quanto as realizações de incertezas. Os sorteios levam a uma probabilidade de 80% de permanecer dentro da mesma estação, levando à permanência característica de aproximadamente três meses em cada estação do ano.

Figura 2.2 – Estrutura cíclica utilizada no estudo



É importante destacar que, devido à abordagem probabilística do IARA, a duração efetiva das estações consecutivas pode divergir da média de três meses, o que permite representar alguns cenários mais críticos (como um atraso no período úmido) ou mais favoráveis (prolongamento da estação chuvosa). Estas características de representação foram selecionadas de modo que a base de dados é capaz de representar tanto uma dinâmica de “perfil horário” (24 subperíodos cronológicos, que podem indicar a necessidade de despacho adicional para atendimento à ponta do sistema) quanto uma dinâmica de “perfil sazonal” (permanência em determinada estação por diversas etapas, podendo levar a um enchimento ou esvaziamento dos reservatórios) de forma rica o suficiente para capturar as características principais do setor elétrico brasileiro.

2.2. ESTRUTURA DE SÉRIES ESTOCÁSTICAS

2.2.1. REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

2.2.1.1. CENÁRIOS, SUBCENÁRIOS E TRAJETÓRIAS

A representação estocástica no IARA complementa a estrutura temporal apresentada anteriormente, permitindo descrever a variabilidade das condições do sistema ao longo do horizonte de planejamento. Este elemento é fundamental para representar adequadamente as incertezas e interdependências importantes para a representação em estudos do setor elétrico – como a variabilidade hidrológica e os perfis de demanda e de representação renovável.

Um *cenário* estocástico corresponde a uma sequência de realizações de variáveis aleatórias ao longo dos estágios do horizonte de planejamento. Cada cenário é tratado como um processo exógeno, servindo de parâmetro de entrada para as decisões do modelo. Um exemplo clássico é a representação das afluências incrementais disponíveis em cada hidrelétrica.

Já o subcenário é usado no modelo IARA para descrever realizações de uma variável aleatória secundária associada a um cenário principal, e o seu objetivo é capturar fontes adicionais de incerteza. Intuitivamente, os subcenários são empregados para representar incertezas de curtíssimo prazo, fazendo distinção entre as previsões do dia seguinte (variabilidade *ex ante* capturada pelos cenários) e as flutuações entre esta previsão e a materialização em tempo real (variabilidade *ex post* capturada pelos

subcenários).

Visto que os problemas intertemporais de otimização do setor elétrico são necessariamente *concatenados* (como indicado na seção 2.1), uma sequência de estados e decisões resultante da aplicação de uma política operativa sobre os cenários de incerteza caracteriza uma *trajetória*. Em contraste com o cenário e subcenário, que contém informações exógenas de realização das variáveis aleatórias, a trajetória reflete a dinâmica do sistema condicionada às escolhas realizadas em cada estágio. Um exemplo típico é a evolução dos volumes armazenados em reservatórios ao longo do horizonte de planejamento.

Essa estrutura hierárquica de cenários, subcenários e trajetórias permite ao IARA representar de forma integrada as incertezas de médio e curto prazo, assegurando a consistência entre a variabilidade dos recursos energéticos e as decisões operativas do modelo.

2.2.1.2.SDDP E FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

O *Stochastic Dual Dynamic Programming* (SDDP) é um método para resolver problemas de otimização estocástica multiestágio. O método combina o princípio da otimalidade de Bellman com a decomposição de Benders, aproximando a função de custo futuro por meio de cortes lineares [4].

O algoritmo é estruturado em duas etapas principais:

- Forward pass: simulação de trajetórias de estados e decisões a partir de amostras das incertezas;
- Backward pass: resolução recursiva de subproblemas, cálculo dos multiplicadores duais e geração de novos cortes que refinam a aproximação da função de custo futuro.

A **função de custo futuro** $V_t(x_t)$ representa o custo esperado mínimo de operar o sistema em um estágio t , dado um estado x_t :

$$V_t(x_t) = \min_{u_t, x_{t+1}} \mathbb{E}_{\omega_t} [C(x_t, u_t, \omega_t) + V_{t+1}(x_{t+1})]$$

em que u_t corresponde às decisões locais do estágio t e ω_t às incertezas associadas. Nota-se que a notação x, u, ω é em linha com a que foi apresentada na seção 2.1.1.

A solução ótima é obtida iterativamente, conforme novos cortes são gerados para aproximar a função de custo futuro, assegurando a convergência para o valor ótimo do problema estocástico original.

A metodologia SDDP é amplamente reconhecida e está disponível em diferentes pacotes em código aberto [6]. No software IARA, a função `mincost` pode ser executada sobre uma base de dados (com todos os elementos descritos neste capítulo definidos) para construir a função de custo futuro utilizando o algoritmo SDDP.

2.2.1.3.MODELO AUTORREGRESSIVO PERIÓDICO: PAR(P)

O modelo autorregressivo periódico (PAR(p)) é uma classe de processos estocásticos amplamente empregado em estudos de planejamento da operação energética [7] e em particular no contexto do setor elétrico brasileiro, para a geração de séries sintéticas de vazões afluentes às hidrelétricas do sistema. O modelo PAR(p) é particularmente adequado devido à sua capacidade de reproduzir estatísticas sazonais, como médias, variâncias e correlações temporais e espaciais, garantindo maior aderência às propriedades históricas das séries.

A primeira componente crucial do modelo PAR(p) é que *o passado influencia o futuro* – isto é, quando uma vazão abaixo da média é observada em determinado estágio, isto aumenta a probabilidade de que

uma vazão também abaixo da média será observada no estágio subsequente. Esta interdependência é definida por meio de parâmetros explícitos, representando por exemplo o coeficiente de autorregressividade e a distribuição de probabilidade dos resíduos. A segunda componente, entretanto, é que estes parâmetros autorregressivos variam periodicamente, havendo um conjunto de parâmetros para cada *nó* (conforme introduzido na seção 2.1). Por exemplo, em um modelo cíclico mensal, em que cada mês é representado por um *nó*, haveria 12 conjuntos de parâmetros para a construção das séries autorregressivas de vazões.

Nota-se que a caracterização da estrutura temporal do problema, como apresentado na seção 2.1, é determinante para a fidelidade estatística das séries estocásticas e para a adequada representação da incerteza hidrológica nos estudos de operação e planejamento. O IARA possui a flexibilidade de representar estágios com diferentes durações, mas é importante destacar que o modelo (tipicamente selecionado com base na sua capacidade de reproduzir/explicar o comportamento estatístico dos dados históricos) pode ser bastante diferente dependendo desta escolha de discretização, afetando diretamente a forma como a incerteza é representada nas simulações.

2.2.2. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

Foram construídos, para cada uma das “estações” do estudo (Verão, Outono, Inverno, Primavera, como indicado na seção 2.1.2) um total de 60 cenários probabilísticos, subdivididos da seguinte forma:

- 20 “cenários” representando realizações “ex ante” (previsões de cenário estocástico para o dia seguinte). Nota-se que estes 20 cenários devem representar adequadamente toda a variabilidade dos dias de uma mesma estação (desde dias de dezembro até dias de fevereiro para o verão, por exemplo).
- 3 “subcenários” para cada um dos cenários, representando realizações “ex post”. A variabilidade entre os subcenários associados a um mesmo cenário é significativamente menor do que a variabilidade entre os cenários, representando apenas a incerteza adicional entre o fechamento da programação para o dia seguinte e a realização em tempo real.

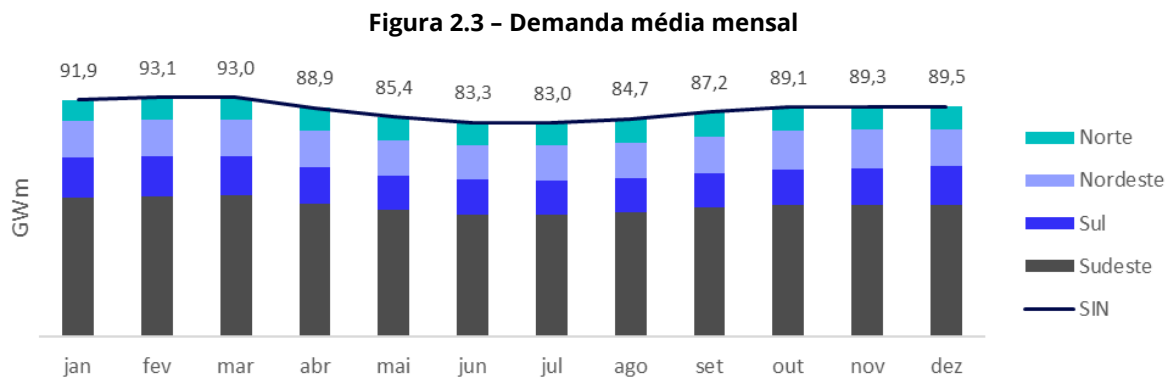
Estes dados representativos foram construídos para a demanda, geração renovável, e hidrologia, com as características detalhadas nas subseções a seguir, de modo que a cada etapa o que resta é que o modelo IARA faça um “sorteio” dentre as possibilidades inseridas no modelo de um cenário e subcenário, para a construção do problema de otimização e sequenciamento da trajetória. Nota-se que os dados de cenários de demanda, hidrologia, geração renovável, além da própria função de custo futuro, dependem da estação em que o modelo se encontra.

2.2.2.1. DEMANDA

Em relação à demanda, os valores utilizados na simulação têm como ponto de partida o perfil de carga horária realizado em 2024, com a aplicação de um fator de ajuste para “calibrar” o nível da demanda média esperada. Simulações preliminares indicaram que um fator de ajuste representando um aumento de aproximadamente 15% na demanda de 2024 resultou em uma dinâmica mais interessante na operação intertemporal do caso (levando em conta que o parque gerador é fixo, como indicado na seção 2.3).

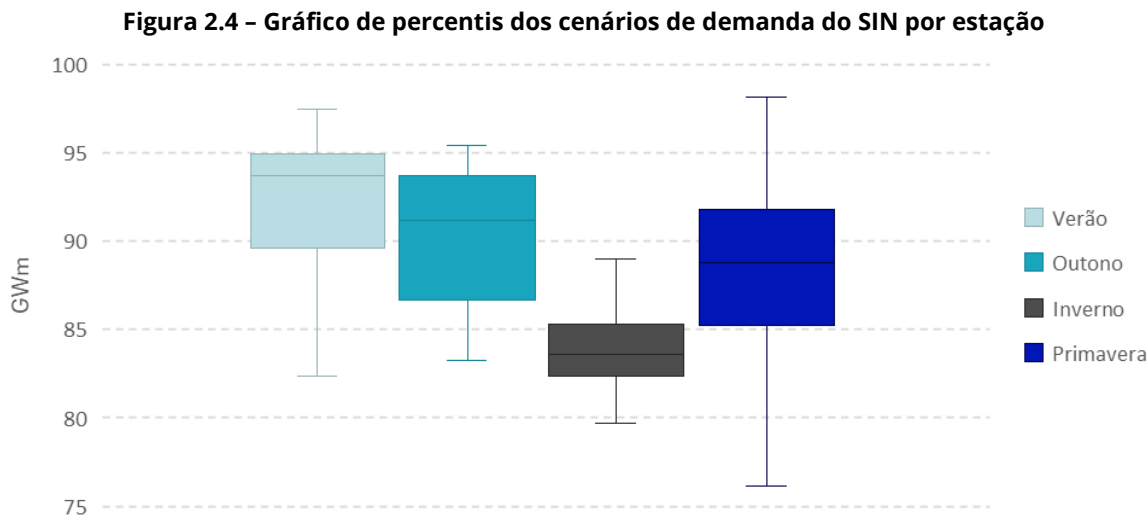
A Figura 2.3 a seguir apresenta a demanda média mensal que serviu como ponto de partida para a definição das premissas do IARA. A distribuição de demanda entre o ambiente regulado (ACR) e o

ambiente livre (ACL) também foi representada na base de dados (vide seção 2.3)².



A seleção dos perfis desejados foi feita a partir de sorteios (com reposição) de dias úteis (i.e. excluindo sábados, domingos e feriados) realizados em 2024, representados no intervalo de cada estação do ano. Para garantir que os subcenários possuam menor variabilidade que os cenários, os subcenários são sorteados a partir dos dias úteis “vizinhos” ao dia sorteado para o cenário de perfil de demanda (i.e. a até 1 semana de distância), e o cenário ex ante é substituído pela média dos cenários ex-post selecionados.

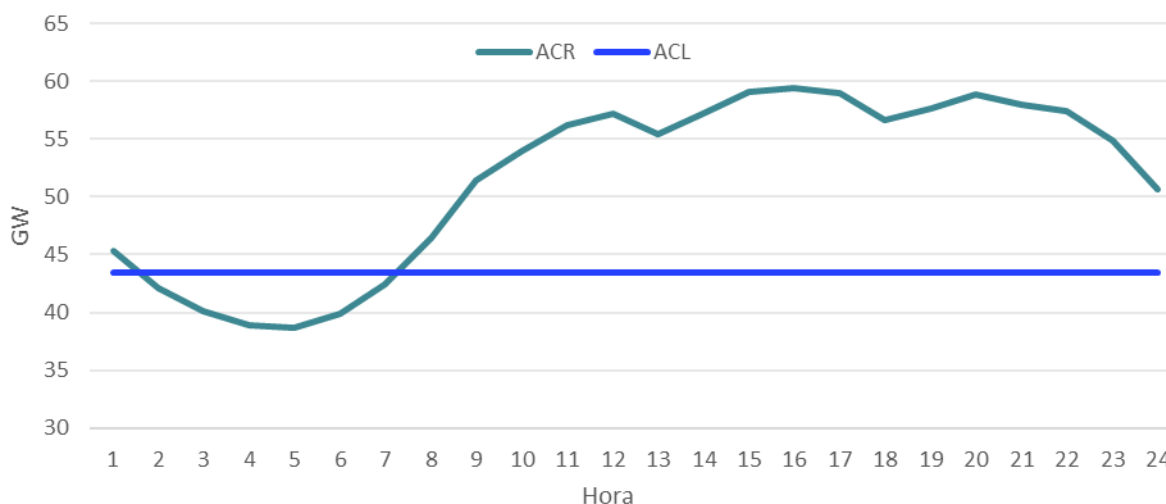
O resultado desse processo pode ser visualizado na Figura 2.4 a seguir.



A demanda foi repartida em dois grupos, denominados “ACR” (representando o perfil dos consumidores que pagam uma tarifa de eletricidade, participantes do Ambiente de Contratação Regulado) e “ACL” (representando o perfil dos consumidores atuantes diretamente como compradores de energia no mercado livre). Aproximadamente 44% da demanda total foi alocada ao ACL – entretanto, no lugar de fazer uma representação realista do comportamento real destes consumidores livres, foram feitas algumas hipóteses “idealizadas”, como em particular a suposição de que o ACL possui um perfil de carga constante ao longo das 24 horas do dia e capaz de responder parcialmente a sinais de preço. A Figura 2.5 a seguir mostra o perfil de demanda médio alocado aos dois tipos de agente, de modo que a demanda total atendida correspondesse ao perfil horário de consumo observado em 2024 em média.

² Sudeste: 56% ACR e 44% ACL; Sul: 58% ACR e 42% ACL; Nordeste: 64% ACR e 36% ACL; Norte: 56% ACR e 44% ACL.

Figura 2.5 – Perfil de demanda médio



No que diz respeito à representação de parte da demanda do ACL como uma demanda *elástica* (ou seja, sensível a preços), foram representados patamares de 700 R\$/MWh e de 2000 R\$/MWh, que correspondem a cerca de 45% da demanda total do ACL (portanto, 20% da demanda total do sistema). A ideia é que, ainda que os programas de resposta da demanda a preço ainda estejam em suas fases iniciais no setor elétrico brasileiro, sinais de preço mais robustos poderiam ter um efeito importante em fomentar este tipo de iniciativa, que por sua vez tem um papel importante como um recurso para o operador do sistema. O custo do déficit, incorrido caso seja necessário o corte de uma demanda não-elástica por insuficiência de oferta, foi representado como 8327.76 R\$/MWh, em linha com o parâmetro oficial – de modo que uma redução voluntária da demanda por estes consumidores flexíveis pode evitar um cenário de déficit muito mais traumático.

2.2.2.2. GERAÇÃO RENOVÁVEL

Diferentemente da demanda, cuja variabilidade histórica tende a ser menos pronunciada e cujos erros de previsão são comparativamente menores, a geração renovável apresenta incertezas significativas, resultantes de fatores climáticos, operacionais e sistêmicos. Assim, a simples amostragem de perfis de geração horários observados em 2024 não produziria cenários suficientemente variados para representar adequadamente a volatilidade esperada da produção eólica e solar em 2025, além de não capturar fenômenos externos como o *curtailment*, eventos climáticos extremos, mudanças na cobertura de nuvens ou padrões de vento, que podem influenciar de forma relevante o balanço energético. Diante disso, optou-se por utilizar um modelo dedicado à geração estocástica de séries horárias, garantindo maior robustez metodológica.

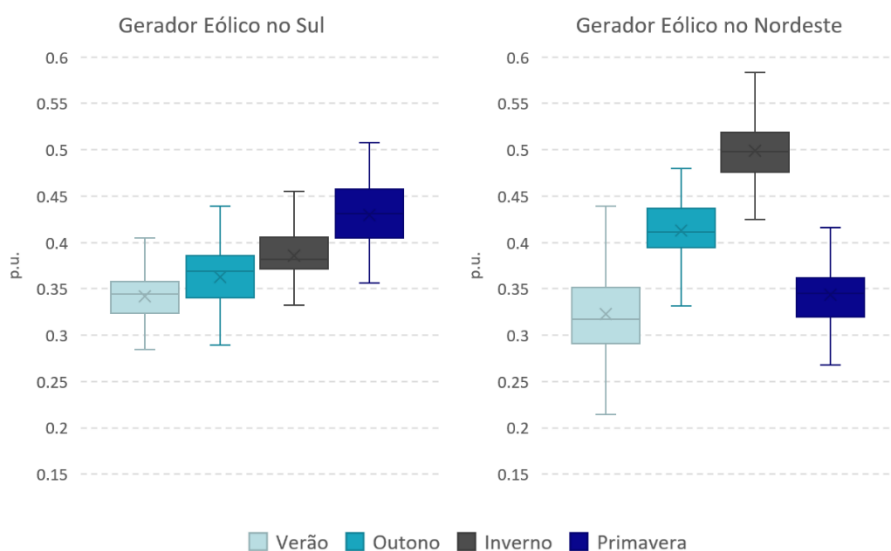
Para esse fim, foram adotados cenários sintéticos de geração renovável produzidos pelo *Time Series Lab*® (TSL) [8] [9], ferramenta da PSR desenvolvida especificamente para este fim. O TSL constrói séries sintéticas de vento e irradiação solar a partir de bases de reanálise globais geradas a partir de dados de satélites, como a ERA5 e MERRA-2. Estas duas bases de dado combinam décadas de observações meteorológicas com modelos atmosféricos, assegurando coerência temporal, espacial e física entre as variáveis. Essa abordagem permite representar correlações entre regiões geográficas, variabilidade horária, sazonalidade e eventos raros, superando limitações de análises baseadas exclusivamente em medições históricas pontuais.

Com os cenários horários gerados pelo TSL, aplicou-se a mesma estratégia utilizada para a demanda, ou

seja, a seleção de 20 cenários e 5 subcenários representativos de dias típicos de cada estação do ano e a realização de sorteios com reposição para a construção das trajetórias, preservando a característica cíclica e sazonal do caso. Esta metodologia foi aplicada para gerar cenários de geração solar centralizada, mini e microgeração distribuída (MMGD)³, e geração eólica. No caso das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e pequenas centrais térmicas (PCTs), adotou-se uma representação simplificada com apenas três cenários (e sem variação por subcenário), derivados diretamente dos três meses que compõem cada estação. Esta abordagem é justificada pelo fato de PCHs e PCTs terem um comportamento mais estável que a geração eólica e solar, fortemente guiado pela sazonalidade e apresentando menor dispersão diária.

Vale notar ainda que os cenários de produção renovável gerados pelo TSL representam um recurso máximo disponível: o IARA pode optar entre utilizá-lo ou vendê-lo, de acordo com a necessidade do sistema. A Figura 2.6 abaixo apresenta, como exemplo, a comparação entre os perfis médios das séries de geração utilizados no IARA em dois postos de geração eólica, um representativo do Sul e outro do Nordeste, respectivamente. Essa ilustração evidencia as diferenças estruturais entre os regimes de vento das duas regiões, bem como a capacidade do processo de amostragem em capturar características sazonais da geração.

Figura 2.6 – Gráfico de percentis de cenários de geração renovável por estação – exemplo de contraste entre dois postos



2.2.2.3. HIDROLOGIA

Embora as variáveis de demanda e de incerteza renovável tenham sido representadas como sorteios independentes para cada período, no caso da hidrologia considerou-se importante a incorporação de algum tipo de modelo autorregressivo, seguindo as práticas usuais do setor (como indicado na seção 2.2.1.3). Isto porque a gestão intertemporal dos reservatórios hidrelétricos é uma preocupação central para o sistema elétrico brasileiro, e em particular a possibilidade de que ocorram secas severas e prolongadas tem um papel importante nas estratégias adotadas na prática na operação do sistema.

Uma limitação, evidentemente, é que as bases de dados de históricos de afluência sempre representam estações de duração fixa (3 meses por estação), ao passo que a representação do IARA implica

³ Embora a MMGD seja majoritariamente solar, seus perfis foram gerados independentemente do perfil de geração solar centralizada, para capturar elementos como o *tracking* no caso de parte da geração solar centralizada.

inerentemente em uma duração probabilística. Estudos mais detalhados seriam extremamente desejáveis para construir um modelo estatístico que represente esta característica de forma mais adequada, assim garantindo um *fit* paramétrico da distribuição de probabilidades mais adequado com este fundamento da representação do modelo IARA. Vale destacar ainda que o tema da representação estocástica das vazões é uma área de pesquisa extremamente ativa – tendo resultado em inovações importantes nas metodologias de análise de dados históricos, representação de modelos estatísticos, e construção de cenários sintéticos [10] [11][12][13].

Considerando a variedade de modelos e parâmetros que poderiam ser testados, optamos neste exercício fazer uma representação de máxima simplicidade – um modelo autorregressivo de ordem 1. Isto significa que a observação do montante de afluência observada no estágio imediatamente anterior $t - 1$ influencia a afluência no estágio t , mas períodos anteriores ($t - 2, t - 3$, etc) não têm nenhuma influência, uma vez condicionado à observação do período $t - 1$.

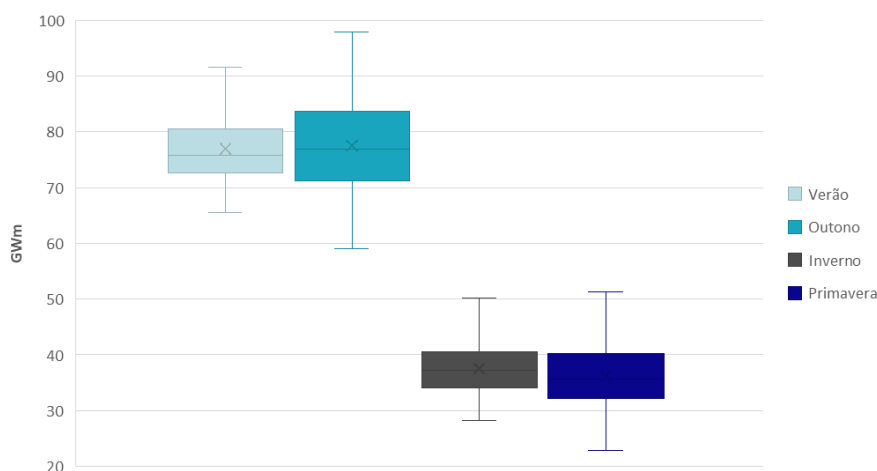
Desta forma, o modelo PAR(1) utilizado no IARA é caracterizado pelo seguinte conjunto de parâmetros para cada uma das hidrelétricas do sistema:

- Um valor para cada estação representando a *média da vazão incremental*;
- Um valor para cada estação representando o *desvio padrão da vazão incremental*;
- Um valor para cada estação representando o *coeficiente autorregressivo da vazão incremental* (dependência da observação do período anterior); e
- 20 valores para cada estação representando as *amostras de ruídos estocásticos*, que serão selecionadas aleatoriamente (com reposição) para construir as trajetórias de vazão.

A hidrologia foi modelada utilizando apenas cenários ex-ante, restringindo a incerteza das vazões exclusivamente à passagem entre períodos do IARA, que ocorre a cada 18 dias. Essa simplificação busca refletir o caráter mais previsível da hidrologia no curto prazo, ao mesmo tempo em que preserva sua incerteza no horizonte intra-mensal.

Este modelo pode ser testado executando múltiplos períodos até que a simulação atinja um “estado estacionário”, que é representado na Figura 2.7. Observa-se a compatibilidade com o padrão sazonal esperado: vazões mais elevadas no verão e outono, com valores intermediários no inverno e um período extremamente seco nos meses da primavera (Setembro a Novembro). Esse perfil hidrológico é determinante para a política ótima de uso da água treinada pelo IARA (como indicado na seção 2.2.1.2), que internaliza a lógica de preservação em períodos críticos e aproveitamento da água quando ela é abundante.

Figura 2.7 – Gráfico de percentis de cenários de energia natural afluyente (ENA) agregada do SIN por estação



2.3. ESTRUTURA DE UNIDADES E AGENTES PROPRIETÁRIOS

2.3.1. REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

No IARA, a representação dos agentes é organizada de forma hierárquica, integrando as dimensões física e comercial do sistema elétrico. Essa estrutura é composta por quatro entidades principais: **Proprietário (Owner)**, **Unidade (Unit)**, **Grupo de Oferta (Bidding Group)** e **Reservatório Virtual (RV)**.

O **Proprietário (Owner)** representa o agente econômico responsável pelas decisões operativas e comerciais. Suas decisões são tomadas considerando o desempenho agregado do portfólio de ativos sob sua propriedade, maximizando o resultado conjunto das suas unidades de geração (receita de venda de energia e custo operativo) e/ou consumo (custo de compra de energia e benefício/disposição a pagar).

As **Unidades (Units)** correspondem aos ativos físicos que compõem o portfólio do proprietário. Podem ser classificadas em quatro tipos:

- termelétricas**, unidades despacháveis cuja geração é limitada por sua capacidade instalada, restrições técnicas (rampa, partida e tempo mínimo), sendo caracterizadas por custos variáveis de operação;
- hidrelétricas**, unidades cuja produção depende dos volumes armazenados e das vazões afluentes estocásticas, sujeitas a restrições de balanço hídrico, defluência mínima e capacidade de armazenamento intertemporal;
- renováveis**, como eólicas e solares, cuja geração é variável e dependente de condições meteorológicas; e
- demandas**, que podem representar agentes totalmente inflexíveis (como é comumente representada a demanda regulada) ou cargas controláveis, representando consumidores flexíveis que participam ativamente do despacho e da formação de preços (seja por iniciativa própria ou programas de resposta da demanda).

As incertezas associadas às unidades hidrelétricas, renováveis e de demanda são representadas pelas estruturas estocásticas descritas na Seção 2.2.1.1.

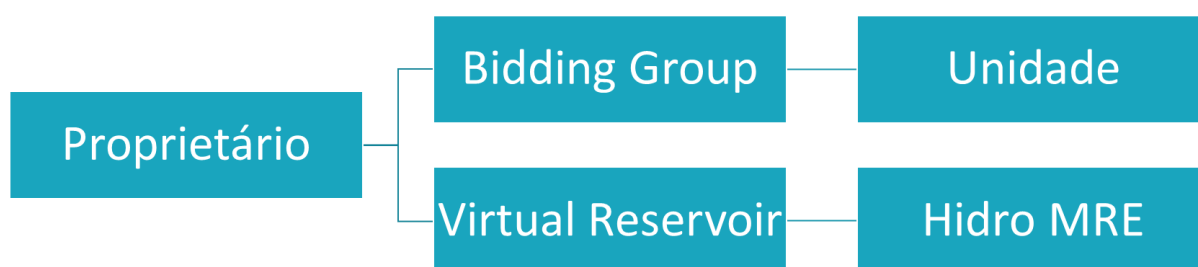
O **Grupo de Oferta (Bidding Group)** atua como elo entre a representação física das unidades e a participação comercial no mercado. Cada Bidding Group reúne uma ou mais unidades de um mesmo proprietário que compartilham a mesma estratégia de oferta, podendo estar localizadas em diferentes

pontos da rede. Essa flexibilidade permite representar **portfólios híbridos** (por exemplo, a combinação de geração renovável e armazenamento) ou a coordenação conjunta entre geração e demanda. Assim, embora o portfólio físico do proprietário seja composto por Units, as estratégias de oferta são intermediadas pelos Bidding Groups.

O **Reservatório Virtual (RV)** representa uma entidade equivalente a uma **conta conjunta de energia armazenada**, utilizada para modelar o balanço e a alocação de volumes hídricos entre diferentes proprietários, de acordo com o paradigma que foi apresentado no relatório e.6.r [14]. Cada *proprietário* possui **cotas de afluência** e **cotas de volume inicial** em cada RV, compondo sua respectiva **conta de reservatório virtual**. Essa estrutura garante que as restrições hidrológicas e os limites de armazenamento sejam tratados de forma conjunta, ao mesmo tempo em que preserva a individualização dos direitos de uso da água de cada agente. O RV, portanto, permite modelar explicitamente a interação entre múltiplos proprietários em bacias compartilhadas, conciliando a dinâmica hidrológica do sistema com as relações comerciais derivadas da posse e utilização dos recursos armazenados.

As entidades **Owner**, **Unit**, **Bidding Group** e **Reservatório Virtual** compõem a estrutura que representa participantes e recursos no IARA, integrando as dimensões física, comercial e hidrológica em um modelo integrado de otimização, conforme apresentado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Estrutura hierárquica de representação de agentes no IARA

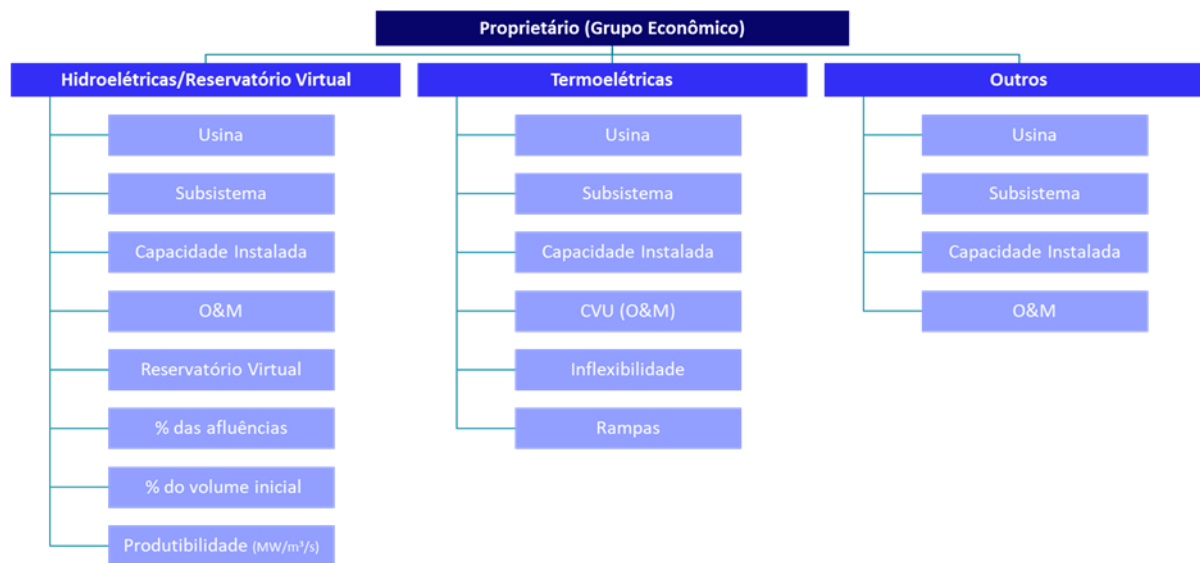


2.3.2. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

As simulações realizadas neste estudo foram construídas com base nos dados de entrada do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2025, disponibilizado pela CCEE. As usinas cadastradas originalmente no NEWAVE foram convertidas para a estrutura de **unidades** utilizada pelo IARA.

A Figura 2.9 a seguir sintetiza os campos de informação que foram preenchidos para cada tipo de tecnologia com base nas informações do PMO, segundo a representação de características mínimas exigida pelo IARA.

Figura 2.9 – Estrutura de unidades utilizada pelo IARA



Dentro da estrutura de **unidades** do IARA, usinas hidroelétricas necessitam de diversas informações adicionais associadas aos seus reservatórios (volume mínimo, volume máximo, fator de produtividade). Termoelétricas necessitam de certos detalhes adicionais (custo variável unitário, rampas de acionamento e descomissionamento, inflexibilidade operativa etc.), ao passo que as demais usinas (PCHs, PCTs, UFVs, EOLs e MMGD) possuem menos campos de informação obrigatória (complementada pelos perfis de geração horários indicados na seção 2.2).

Para representar os possíveis efeitos de uma elevada concentração de mercado sobre o equilíbrio do sistema, foi criada uma estrutura de portfólios (alocação das usinas aos proprietários) *independente* da verdadeira estrutura de empresas e sócios controladores do Brasil atual. Isto nos permite desacoplar os resultados do estudo de juízos de valor sobre as empresas atualmente participantes no mercado, e também explorar as consequências em potencial de se ter uma estrutura de mercado diferente da atual.

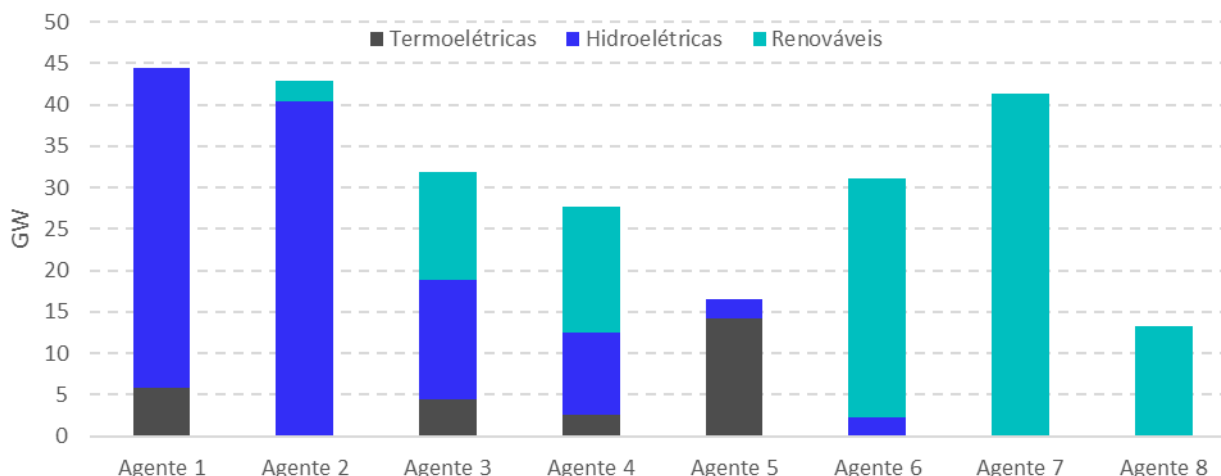
Esta estratégia de representação levou aos seguintes agentes:

- **Agente 1 – Hidro 1:** Portfólio de geração com predominância hidrelétrica e parcela minoritária termoelétrica;
- **Agente 2– Hidro 2:** Portfólio de geração com predominância hidrelétrica e uma parcela minoritária renovável;
- **Agente 3 – Misto 1:** Portfólio com geração hidroelétrica, termoelétrica e renovável;
- **Agente 4 – Misto 2:** Portfólio com geração hidroelétrica, termoelétrica e renovável;
- **Agente 5 – Térmico:** Agente de geração com predominância instalada termoelétrica e uma parte minoritária hidrelétrica;
- **Agente 6 – Renovável:** Portfólio predominantemente renovável⁴ e uma parcela minoritária hidroelétrica;
- **Agente 7 – ACR:** Agente de demanda no mercado regulado, também controlador da geração renovável associada à mini e microgeração distribuída no sistema (MMGD); e
- **Agente 8 – ACL:** Agente de demanda no mercado livre, também controlador de uma parcela de geração renovável (com o objetivo de ilustrar a possibilidade de autoprodução).

⁴ No escopo das simulações utilizando o IARA apresentadas neste relatório, a tecnologia “Renovável” faz referência a geração renovável não controlável, ou seja, exclui usinas hidroelétricas.

A Figura 2.10 sintetiza esta representação da estrutura de proprietários no IARA, com cerca de 250 GW de Capacidade Instalada de usinas geradoras (segundo a representação realista baseada no PMO) alocadas a grupos de oferta fictícios.

Figura 2.10 – Estrutura de oferta criada para representação no IARA (capacidade instalada)



Nota-se que os agentes 1 e 2 formam um grande oligopólio hidrelétrico, o que pode impactar significativamente a gestão dos reservatórios do sistema dependendo das estratégias de oferta que sejam adotadas por eles (que serão objeto do capítulo 4). De forma análoga, o agente 5 (representado por “Térmico”) possui quase todas as usinas termelétricas do sistema, aumentando assim o risco de exercício de mercado por parte deste agente, influenciando preços de mercado.

Como explorado no âmbito no Relatório e.7.r [2] e do Relatório e.8.r [3], mecanismos como a Validação de Ofertas e o Mecanismo de Ofertas de Segurança deverão ter um papel importante para a mitigação de efeitos distorcivos associados a esta elevada concentração de mercado.

2.4.DETALHE DE REPRESENTAÇÃO DE HIDRELÉTRICAS

2.4.1.REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

Devido à natureza particular das unidades hidrelétricas e à importância da sua representação para o setor elétrico brasileiro, o IARA contempla uma modelagem específica deste tipo de recurso. Embora alguns dados das hidrelétricas tenham paralelos diretos com a representação de outras Units, como a capacidade instalada e os custos fixos de operação e manutenção (O&M), as formulações particulares desta tecnologia permite alguns parâmetros adicionais:

1. **Volume e balanço hídrico:** cada reservatório possui uma variável de estado representando o seu volume v_t , que é atualizado pela relação a seguir (onde a_t representa a afluência natural, u_t a defluência turbinada e s_t , o vertimento):

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t - s_t$$

Consequentemente, é necessário determinar também parâmetros de volume máximo, volume mínimo, e volume inicial para estas variáveis.

2. **Topologia de turbinamento e vertimento:** permite representar a interação hidráulica entre usinas em cascata, em que a água liberada por usinas a montante torna-se um recurso adicional para a hidrelétrica a jusante tomar a sua decisão de turbinamento.
3. **Restrições de defluência mínima:** impõem limites inferiores para a defluência total (representada pela soma das variáveis de turbinamento e vertimento), de modo a garantir

requisitos ambientais, normativos ou de segurança hídrica.

4. **Reservatórios virtuais (opcional):** O IARA tem a possibilidade de representar sistemas hidrotérmicos COM reservatórios virtuais (que, como indicado no Relatório e.6.r [14], seria uma ferramenta para mitigar as externalidades das cascatas) ou SEM reservatórios virtuais (ou seja, cada hidrelétrica faz ofertas independentemente, por meio de BiddingGroups como indicado na seção 2.3.1). O IARA permite qualquer alocação das hidrelétricas físicas a reservatórios virtuais, e a parametrizações para priorizar a geração entre diferentes hidrelétricas de um mesmo reservatório virtual (peso atribuído ao “critério de desempate” definido pelo operador).

Nota-se que o IARA permite contrastar os resultados obtidos com uma representação do sistema baseada em Reservatórios Virtuais e os resultados obtidos em uma simulação em que as hidrelétricas não são agrupadas e há externalidades na operação da cascata. Como indicado no relatório e.6.r [14], a expectativa é que haja sérias limitações comprometendo a aderência econômica deste segundo tipo de modelagem – devido ao papel central do mecanismo de Reservatórios Virtuais em internalizar as diferentes externalidades envolvidas no sistema hidráulico e passar sinais de preço coerentes para selecionar ações operativas que permitam evitar a violação de restrições hídricas (por exemplo, mantendo um volume armazenado mais alto para evitar a penalização).

Apesar das funcionalidades bastante flexíveis implementadas, há também simplificações relevantes na representação hidrelétrica do IARA, que poderiam ser objeto de refinamentos e projetos de pesquisa futuros. Dentre eles, destaca-se:

1. **Produtibilidade constante:** eficiência de conversão água-energia é considerada fixa, não variando com o nível de armazenamento do reservatório (queda líquida) nem com a vazão turbinada, desconsiderando efeitos de canal de fuga e curva colina.
2. **Defluência mínima estática:** os limites inferiores de vazão são representados como valores fixos, sem adaptação ao nível de armazenamento ou à sazonalidade.
3. **Horizonte restrito para defluência:** as restrições de vazão mínima são aplicadas apenas em um único período de simulação, não sendo possível representá-las como médias móveis em horizontes mais amplos (semanais ou mensais).
4. **Outros tipos de restrição hídrica:** embora as restrições de defluência mínima sejam as mais proeminentes, há casos em que a variável de interesse para o controle regulatório ou ambiental possa ser diferente (como apenas turbinamento, apenas vertimento, volume armazenado, e outros).

2.4.2. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

Seguindo o racional de todas as **unidades** do IARA serem importadas do PMO de maio de 2025 (NEWAVE), o deck do IARA construído para este estudo também mantém topologia real das cascatas do sistema brasileiro. Os dados de produtividade de hidrelétricas, tipicamente representados sob a forma de coeficientes polinomiais, foram convertidos em coeficientes lineares para representar uma geração proporcional ao turbinamento (sem qualquer variação deste coeficiente de produção em relação ao volume armazenado).

Em termos de restrições hídricas, foram representados apenas 4 limites de defluência mínima, buscando demonstrar a capacidade do modelo receber estes dados, porém sem elevar significativamente o tempo computacional dos casos nem poluir a construção da função de custo futuro com penalidades excessivas. As restrições representadas foram:

- Reservatório Virtual do Sudeste: Defluência mínima nas hidrelétricas de Jupia, Porto Primavera e

- Ilha Solteira.
- Reservatório Virtual do Nordeste: Defluência mínima da hidrelétrica de Xingó.

Estas 4 usinas foram identificadas como sendo aquelas com limites restritos e maior probabilidade de violação, justificando a sua seleção. No DESSEM, a hidrelétrica de Xingó em particular possui um limite de violação variável em função do volume armazenado corrente, o que não está implementado no IARA. Optamos, com isto, por realizar uma representação análoga, ainda que não idêntica, ao aplicar uma *penalidade financeira crescente* em função do nível de violação da restrição de defluência mínima (incorporada à base de dados por meio de usinas virtuais a jusante de Xingó). Esta penalidade não é condicional ao nível de volume armazenado, mas possui um efeito similar de intensificar o esforço de evitar violações maiores ainda que a penalização por defluência mínima precise ser flexibilizada.

2.5. ESTRUTURA ESPACIAL

2.5.1. REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

No IARA, a representação espacial é estruturada a partir de barras elétricas, que podem ser agrupadas em zonas. Essa hierarquia permite tanto modelagens nodais — com restrições de balanço em cada barra — quanto zonais, com restrições agregadas por zona. Dessa forma, o modelo é capaz de refletir simultaneamente a malha física do sistema elétrico e sua estrutura comercial.

As conexões entre barras são representadas por linhas de transmissão, em corrente alternada ou contínua, que estabelecem os limites físicos de fluxo no grafo elétrico. As unidades de geração e consumo são associadas a barras, e seu despacho depende da disponibilidade de capacidade de transmissão entre esses pontos, conforme as restrições elétricas do modelo.

Opcionalmente, o IARA permite a utilização de interconexões, que funcionam como uma aproximação agregada da transmissão entre zonas. Em vez de explicitar cada linha individual, a interconexão representa a capacidade líquida de transferência de potência entre regiões, mantendo a consistência do balanço energético sem exigir a modelagem completa da rede. Essa abordagem é útil em estudos de médio e longo prazo, nos quais a granularidade nodal pode ser substituída por uma descrição zonal mais simples.

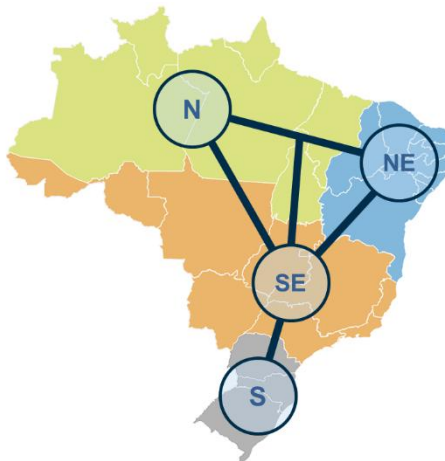
2.5.2. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

Embora o IARA possua funcionalidades para representar um caso com rede elétrica detalhada, e ainda para diferenciar a simulação física (planejamento da operação) da simulação comercial (formação de preço), na prática para o presente estudo optamos por uma representação simplificada considerando as zonas indicadas na Figura 2.11. Isto porque o caso já possui uma série de elementos de complexidade inerente que já comprometem o tempo computacional da solução, e o foco de maior interesse para o estudo seria o efeito de longo prazo das ofertas dos agentes sobre a energia armazenada e perfis de preços horários. A modelagem detalhada de toda a malha de transmissão e das milhares de barras do SIN certamente traria *insights* adicionais interessantes, mas também um esforço computacional adicional significativo – e, considerando os objetivos da simulação, considerou-se que esta simplificação da representação da rede física seria adequada.

Os quatro subsistemas estruturais do sistema brasileiro (SE/CO, S, NE e N), utilizados na formação de preços, constituem as “barras” às quais as unidades geradoras físicas são alocadas para a construção do problema de otimização. Estas barras são interconectadas por tubos representando a capacidade máxima de transferência de energia entre as localidades: os limites de transmissão entre subsistemas

foram baseados nos dados cadastrados no modelo NEWAVE do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2025. Conforme mencionado anteriormente, não se diferencia a simulação física (responsável pelo despacho hidroenergético e evolução dos reservatórios) da simulação comercial utilizada para a formação do preço.

Figura 2.11 – Subsistemas do SIN



O IARA permite que os reservatórios virtuais sejam definidos de forma totalmente independente das barras para a representação locacional da rede: as hidrelétricas podem ser agrupadas de diferentes formas, e não há nenhuma imposição feita sobre a correspondência entre os agrupamentos (i) por barra (zonal), (ii) por reservatório virtual (comercial), e (iii) por cascata (de acordo com as informações de topologia destacadas na seção 2.4). Apesar desta flexibilidade, no caso exemplo construído para o Brasil, optou-se por criar Reservatórios Virtuais com correspondência 1:1 com os quatro subsistemas do caso.

Resta ainda criar a correspondência entre os reservatórios virtuais e os proprietários (vide seção 2.3.2), por meio dos parâmetros de cotas de afluência e cotas de volume inicial que designam o direito de propriedade sobre o reservatório virtual em questão, como discutido em profundidade no Relatório e.6.r [14]. Ambos estes parâmetros foram inicialmente distribuídos entre os agentes proporcionalmente à Garantia Física das usinas hidrelétricas pertencentes ao portfólio de cada um. Porém, com o objetivo de examinar o potencial impacto de discrepâncias entre a garantia física e a potência instala, aplicou-se um ajuste intencional no Reservatório Virtual do Sudeste para os Agentes 1 e 2. Em essência, inflou-se a cota de afluência atribuída ao Agente 2 (compensada por uma redução equivalente em sua cota de volume inicial), enquanto para o Agente 1 fez-se o movimento inverso, ampliando sua cota de volume inicial e reduzindo sua cota de afluência. Essa premissa tem impacto direto sobre as receitas dos agentes que dependem de uma alocação proporcional às cotas de afluência – como é o caso do MRE e do mecanismo de reservatórios virtuais (que serão examinados em detalhe no capítulo 3).

2.6.RESULTADOS FÍSICOS DA OPERAÇÃO

Esta seção busca descrever os resultados físicos da simulação no modelo IARA, quer servirão como dado de entrada dos capítulos seguintes para comparar diferentes mecanismos de contabilização e estratégias de oferta de preço-quantidade. Estes resultados podem ser interpretados como o resultado de uma minimização de custos centralizada (decisões do operador) ou como o resultado de um mercado competitivo com regras e incentivos adequados (decisões descentralizadas dos agentes levando ao mesmo resultado, graças à hipótese de compatibilidade de incentivos e ausência de poder de mercado).

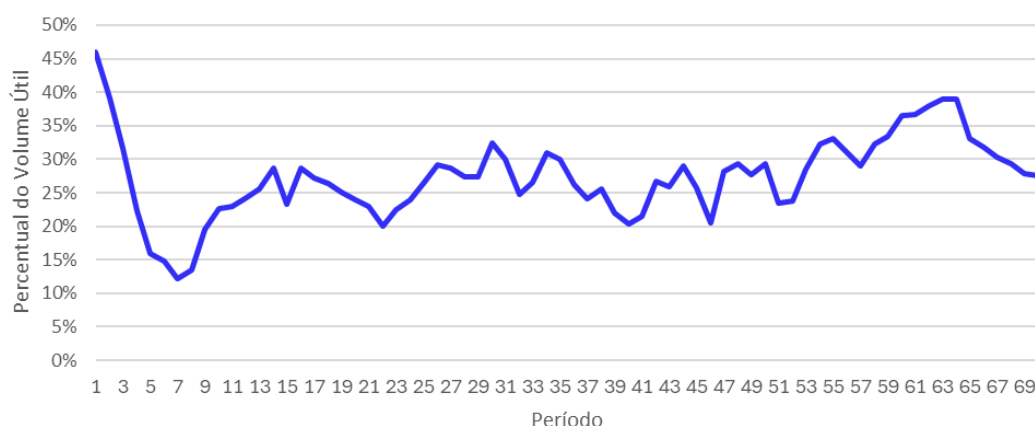
2.6.1. CONVERGÊNCIA DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO E ESTRATÉGIA DE SIMULAÇÃO

O primeiro passo para a execução do modelo é a utilização da função `train_fcf` para a criação dos cortes da função de custo futuro, determinando assim qual seria a estratégia intertemporal ótima (isto é, manter os reservatórios cheios na expectativa de secas futuras ou esvaziá-los na expectativa de afluições mais elevadas). O ferramental para a execução do algoritmo e construção dos cortes, de acordo com o fundamento apresentado nas seções 2.1 e 2.2.1.2 para o ajuste iterativo da função de custo futuro, é gerenciado pelo pacote em código aberto `SDDP.jl` [15], mas é totalmente embutido dentro do modelo IARA em uma interface amigável.

De acordo com as premissas padrão de cada iteração do pacote em código aberto `SDDP.jl`, esta execução para o treinamento do modelo utiliza apenas 20 séries, mas também 20 aberturas *backward* e 150 iterações do modelo. Estas dimensões não são totalmente comparáveis com uma rodada típica do modelo NEWAVE, que utiliza um número muito maior de séries (da ordem de 2000) mas um número muito menor de iterações e um número comparável de aberturas *backward*. Vale lembrar também que o NEWAVE utiliza esta execução para contabilizar da ordem de 60 funções de custo futuro (uma para cada mês e para cada um dos 5 anos do horizonte de simulação), ao passo que o IARA só precisa convergir 4 funções de custo futuro diferentes devido à estratégia de representação cíclica (vide seção 2.1.2).

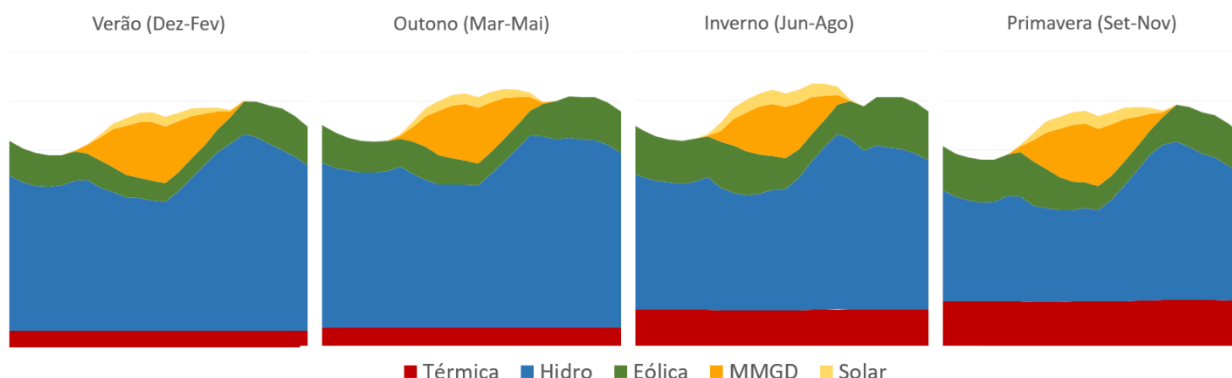
Outra diferença fundamental é que, ao passo que o modelo NEWAVE sempre executa 60 estágios sequenciais em cada série *forward* (lembrando que cada estágio corresponde a um problema de otimização, que calculará novos valores de volume armazenado para o estágio seguinte), o modelo IARA utiliza a estratégia padrão implementada no pacote `SDDP.jl`, que é de considerar um número variável de estados. Este número variável de estados vem da taxa de desconto do problema, que como apresentado na Eq. 1 na seção 2.1.1 é utilizada para calcular uma “probabilidade de término” q para a simulação que é aplicada a cada estágio da etapa *forward*. Como a taxa de desconto foi fixada em 10% e há um número esperado de 5 repetições para cada uma das 4 estações, este valor de q é aproximadamente 0,475%: o que significa que, em média, uma *forward* no modelo IARA terá uma duração de 210 estágios, também superior ao número de estágios do NEWAVE (embora este número de estágios seja probabilístico).

Após executar as 150 iterações e observando que o modelo alcançou um gap de convergência considerado adequado, esta função de custo futuro foi utilizada em uma simulação final do sistema – que, mais uma vez, foi feita com 20 cenários; e observou-se que um número de etapas bastante inferior a 210 (da ordem de 80) são suficientes para que a distribuição de probabilidades de volume armazenado do sistema chegasse a um comportamento estacionário. Este resultado é ilustrado na Figura 2.12 pela representação da mediana dessa distribuição ao longo dos períodos: nota-se que particularmente os períodos 1 a 15 são bastante afetados pelas condições iniciais representadas (início com reservatórios altos, vazões baixas, e uma estação mais adversa, o inverno). Como a melhor forma de “calibrar” estas condições iniciais é justamente deixar o algoritmo correr uma simulação, estes estágios iniciais foram ignorados para as análises subsequentes. Entretanto, considerou-se que as distribuições de probabilidade de todos os resultados da operação (volumes armazenados, geração física, custos marginais etc.) podem ser adequadamente extraídas desta simulação final, considerando como amostras os estágios 40 a 80, devidamente classificados entre “primavera, verão, outono, inverno” (observando que a expectativa é que a distribuição de probabilidades seja bastante diferente para cada estação).

Figura 2.12 – Mediana do nível dos reservatórios ao longo de todos os cenários

2.6.2.VISÃO GERAL DOS RESULTADOS DE GERAÇÃO

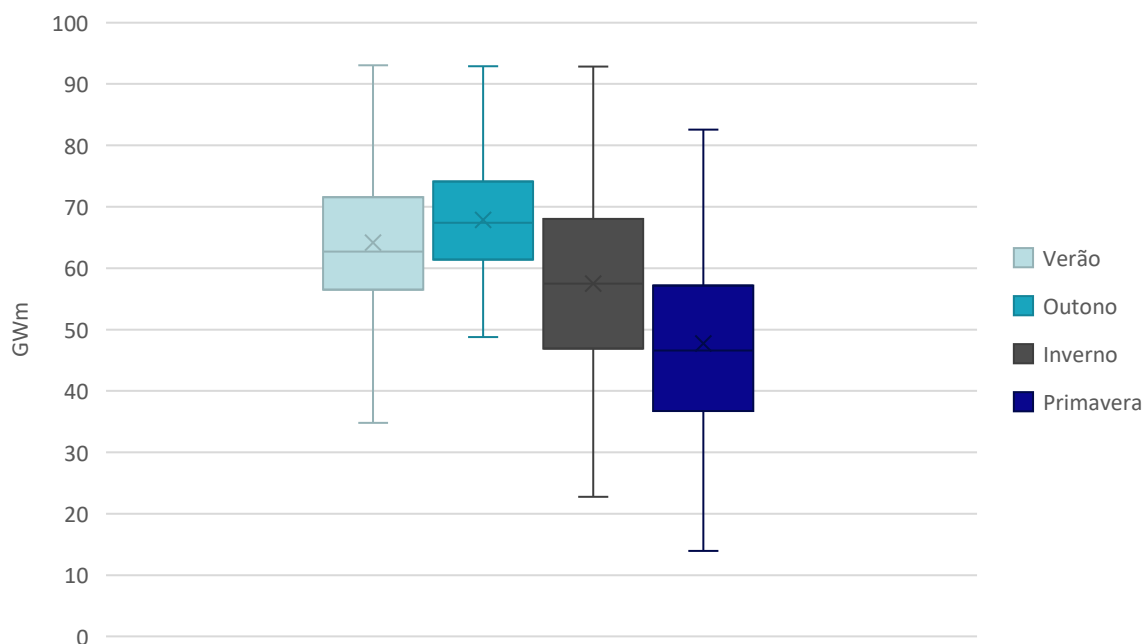
A interação entre hidrologia, custo térmico e disponibilidade renovável pode ser observada na sequência de diagramas de despacho médio por estação (Inverno, Primavera, Verão e Outono), apresentados a seguir na Figura 2.13. Vale destacar que, embora exista uma clara variabilidade sazonal, perceptível particularmente pela geração térmica, a variabilidade é menos extrema do que a que havia sido observada nos dados de entrada (Figura 2.7), já que a operação ótima dos reservatórios tende a “equilibrar” esta alocação ao longo do ano.

Figura 2.13 – Perfil de geração médio para o dia típico de cada estação

Nota-se que, entre junho e novembro, quando predominam as condições mais secas, o modelo reduz a geração hidrelétrica e preserva água, intensificando a participação térmica. Já no verão, quando se espera um aumento relevante nos níveis de vazão, o despacho hidráulico cresce substancialmente, reduzindo o despacho termoelétrico apenas ao montante inflexível e resultando a custos marginais reduzidos.

Com o objetivo de complementar a análise baseada nos perfis típicos, também é interessante analisar os cenários individuais de geração, permitindo avaliar não apenas os valores típicos, mas também a distribuição e ocorrência de extremos.

A Figura 2.14 a seguir apresenta a distribuição da geração hidroelétrica total do SIN (UHE + PCH + CGH) por estação. Observa-se novamente que o verão e o outono apresentam os maiores valores médios e medianos de geração, refletindo condições hidrológicas mais favoráveis e maior disponibilidade de vazões. Além disto, essas estações exibem uma dispersão ligeiramente inferior, indicando uma maior previsibilidade operacional.

Figura 2.14 – Distribuição da geração hidroelétrica por estação

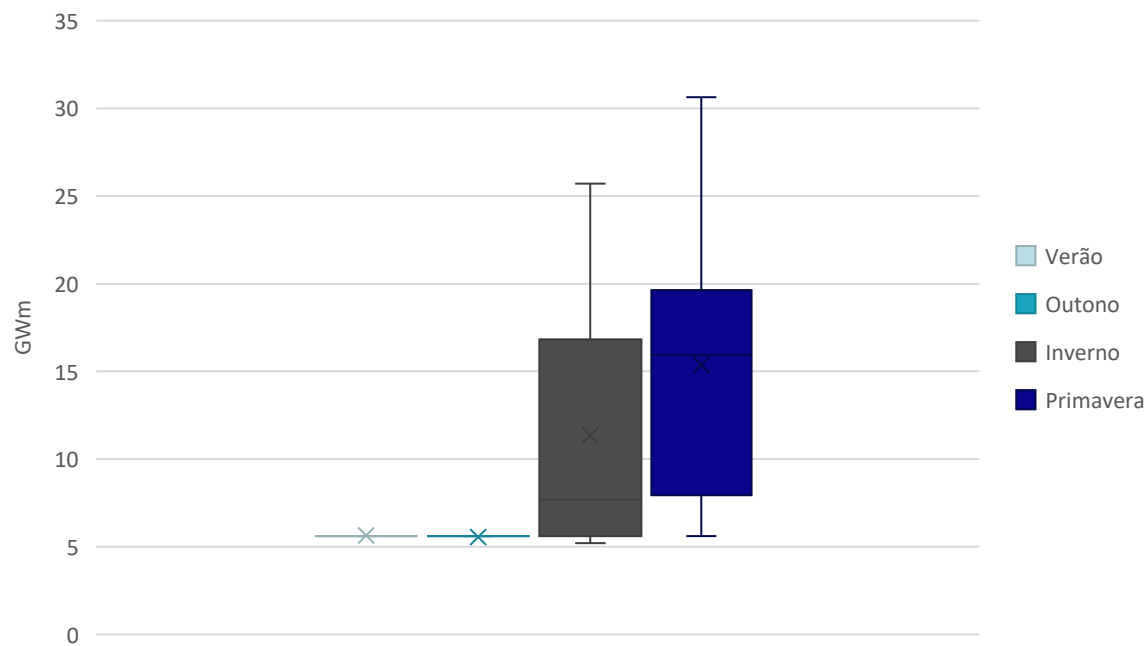
Por outro lado, no inverno, nota-se uma redução significativa na geração, acompanhada de um leve aumento na variabilidade, o que evidencia um planejamento que busca guardar água nos cenários de vazão reduzida, mas ainda confortável em manter uma geração elevada em cenários mais úmidos. Por fim, a primavera apresenta os menores valores médios, coerente com o período de seco, no qual o modelo prioriza a manutenção dos volumes armazenados para garantir a segurança do suprimento.

Esses resultados corroboram a estratégia de operação intertemporal dos reservatórios, já observada nos perfis médios, em que a geração hidrelétrica é modulada ao longo do ano de forma a suavizar a variabilidade sazonal das afluições.

A Figura 2.15 mostra a distribuição da geração termelétrica (UTE + PCT) por estação. Verifica-se que, no verão e no outono, a geração térmica possui apenas um valor, caracterizando essencialmente o despacho associado ao montante inflexível destas usinas. Em outras palavras, a política do IARA indica que, mesmo nos verões e outonos mais secos da simulação, não há necessidade de um despacho termoeletrico adicional por mérito econômico, pois os 5.5 GWm de geração inflexível do caso já são suficientes mesmo nos cenários mais secos nestas estações. Este resultado está relacionado a um resultado de operação relativamente “arrojado”, como será explorado na seção 2.6.3.

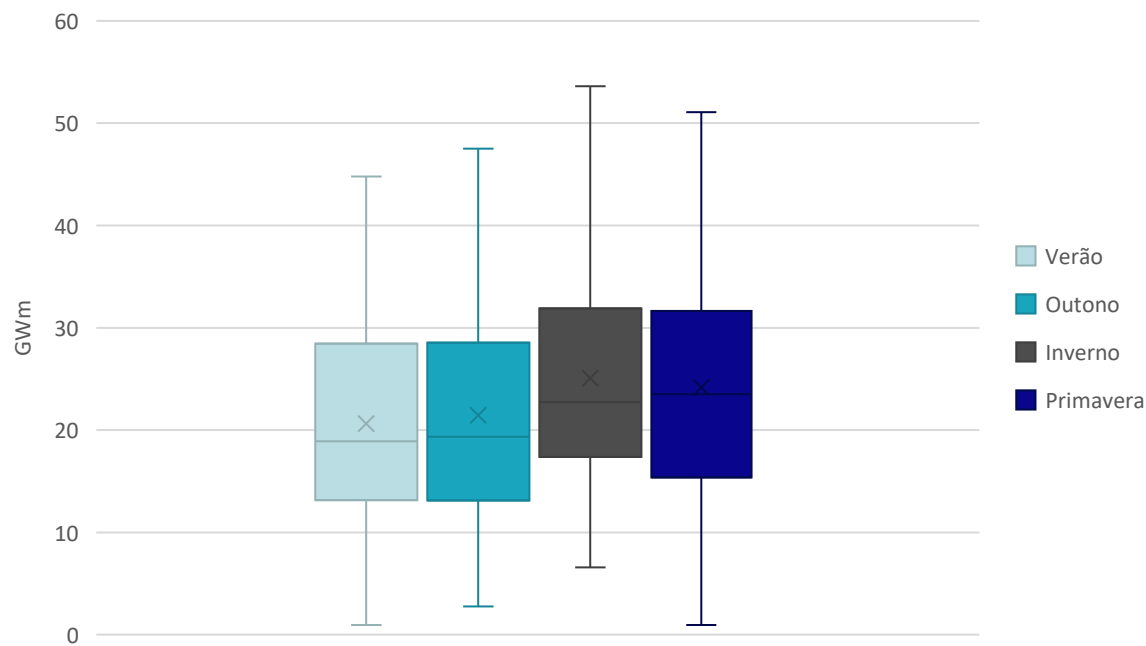
Em contraste, o inverno e a primavera apresentam uma geração termoeletrica por mérito em grande parte dos cenários, trazendo uma dispersão significativamente maior. Esse comportamento reflete o despacho térmico adicional em períodos de menor disponibilidade hídrica e baixos níveis de armazenamento.

Figura 2.15 - Distribuição da geração termoeletrica por estação



Por fim, a Figura 2.16 apresenta a distribuição da geração renovável intermitente, agregando as fontes solar centralizada, MMGD e eólica. Diferentemente das fontes despacháveis, observa-se uma elevada variabilidade em todas as estações, refletindo sua dependência direta das condições climáticas. Ainda assim, o inverno e a primavera apresentam valores ligeiramente superiores, associados principalmente à maior intensidade e regularidade dos ventos e reforçando o papel complementar que esta fonte possui no atendimento ao sistema.

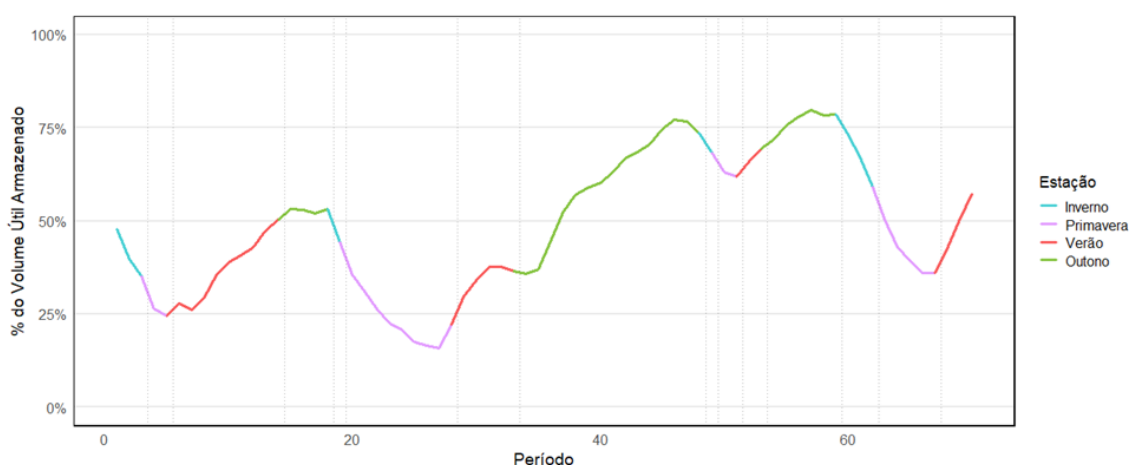
Figura 2.16 - Distribuição da geração renovável intermitente por estação



2.6.3. ANÁLISE DE TRAJETÓRIAS DE ARMAZENAMENTO

A lógica da operação recomendada para os reservatórios do sistema fica ainda mais evidente quando se observa a evolução temporal do armazenamento ao longo de um cenário específico, como ilustrado na Figura 2.17. Percebe-se a tendência do modelo de elevar o armazenamento no verão e outono, quando as vazões são elevadas o suficiente para permitir que as hidroelétricas assumam um papel de protagonismo no atendimento à demanda e simultaneamente elevem seus reservatórios. Já no inverno e primavera, é necessário adotar uma política que diminua gradualmente o percentual armazenado, encontrando um equilíbrio entre a vazão de cada período e o despacho termoeletrico complementar necessário. Como a duração das estações é probabilística, períodos úmidos compridos levam a cenários operativos melhores (reservatórios mais cheios e preços mais baixos), e períodos secos compridos levam a um esvaziamento perigoso dos reservatórios.

Figura 2.17 – Exemplo do sorteio de estações e EARM correspondente



Vale comentar que a operação convergida busca consistentemente estabilizar o armazenamento em torno de níveis relativamente baixos, evidenciando que a política explora com frequência a fronteira entre custo presente e segurança futura, privilegiando decisões de curto prazo sempre que economicamente justificável. Este resultado contrasta com a expectativa dos modelos oficiais, onde existe uma grande aversão a situações de baixo armazenamento. A estabilidade estrutural da simulação do IARA acaba resultando em montantes inferiores aos valores observados na operação real do Brasil, mas este comportamento é compatível com os dados de entrada apresentados neste capítulo: a discrepância entre os dois comportamentos pode ser explicada por ao menos cinco efeitos:

1. O modelo IARA utiliza um fator de produtividade constante, que não varia de acordo com o nível dos reservatórios e consequente variação na altura de queda. Portanto, perde-se a representação de que o turbinamento se torna menos eficiente quando os reservatórios estão próximos a seu volume mínimo (que aumentaria o incentivo para a manutenção de um nível de armazenamento mais elevado);
2. Diferentemente da operação oficial, a política foi treinada, intencionalmente, sem mecanismos de aversão ao risco (CVaR, VMinOP). Portanto, o modelo busca operar o sistema no limiar de situações críticas, tratando toda oportunidade de redução do custo operativo como uma possibilidade “neutra ao risco”;
3. O modelo não representa o papel da geração hidrelétrica em fornecer reserva de regulação e outros serviços ancilares para o sistema, o que se torna mais e mais difícil à medida que o reservatório atinge níveis extremamente baixos. Embora o operador do sistema saiba que um nível de armazenamento baixo demais pode levar a uma insuficiência de serviços ancilares para

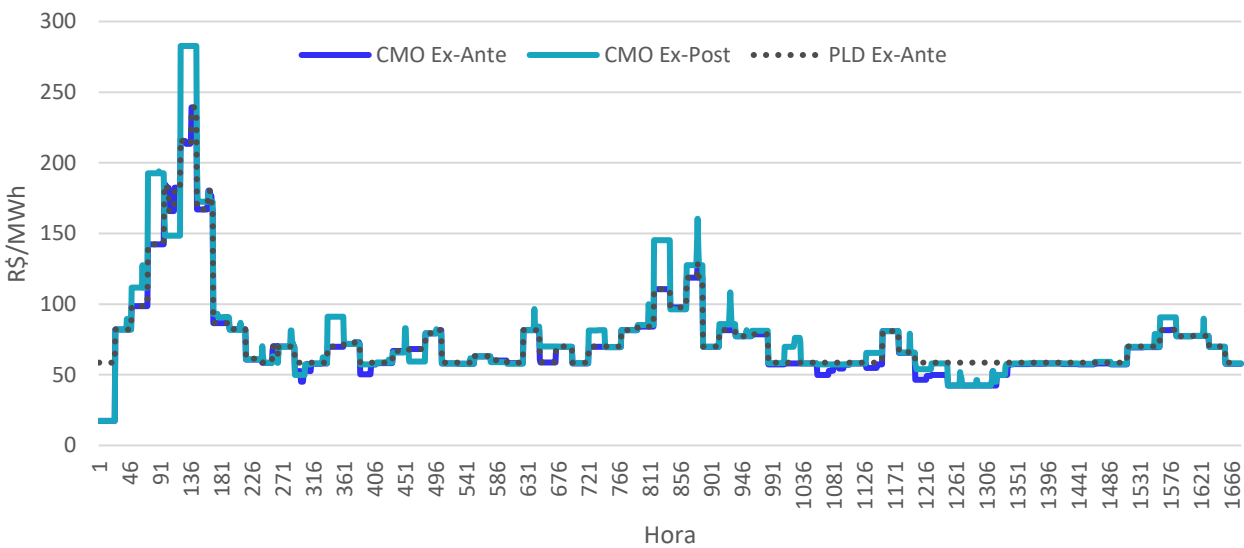
- o sistema, este tipo de limitação não é capturada pelo modelo;
- 4. Com o intuito de obter um equilíbrio entre a oferta e a demanda mais interessante (em termos dos sinais de preço alcançados), a demanda utilizada neste estudo é em média 15% superior à utilizada em 2024 nos modelos oficiais, exigindo uma participação hidroelétrica maior para atendimento da carga;
 - 5. O Agente 8, que representa o ACL, foi representado com um perfil de demanda parcialmente elástico, de modo a ilustrar a possibilidade de uma resposta inteligente da demanda a sinais de preço. Esta representação oferece uma flexibilidade adicional ao operador, que pode reduzir esta demanda elástica para prevenir o déficit – o que tende a deixar o modelo mais confortável com uma operação com um reservatório mais baixo.

Portanto, apesar da simulação apresentar um armazenamento estruturalmente baixo, este resultado pode ser devidamente explicado por premissas. Visto que este efeito está presente em todos os exercícios feitos com a base de dados apresentada e com o software IARA, ainda é possível fazer comparações consistentes entre duas simulações que diferem em algum parâmetro de interesse – e esta consideração é o que respalda as conclusões apresentadas neste relatório a respeito das consequências da introdução de novas regras de contabilização (capítulo 3) e de comportamentos estratégicos dos agentes que tenham liberdade de submeter ofertas (capítulo 4).

2.6.4. ANÁLISE DO PERFIL DE PREÇOS

A análise das variáveis duais, ou preços de equilíbrio, complementa esta análise. A Figura 2.18 ilustra que, ao menos em termos da mediana das séries, as diferentes variáveis duais que podem ser tratadas como dado de entrada nos cenários de contabilização detalhados no capítulo 3 possuem aproximadamente o mesmo perfil característico de evolução. Após um “pico” de preços inicial próximo ao início da simulação, o perfil de preços se equilibra em um valor mediano próximo a 50 R\$/MWh, embora com um efeito sazonal importante (não representado por este gráfico).

Figura 2.18 – Mediana dos preços horários



Também é possível averiguar na Figura 2.18 a ocorrência de alguns “picos” de preço em determinadas horas – ainda que a maior parte dos dias tenha um perfil mais estável (tendência a formar “patamares” com duração de 24 horas na representação do gráfico acima). Estes picos ocorrem devido à necessidade de despacho de um gerador termelétrico para o atendimento à ponta do sistema, ocorrendo

consistentemente nos horários de demanda líquida mais elevada.

Para todas as simulações apresentadas no capítulo 3, aplicou-se o mesmo cenário operativo: isto é, as gerações, demandas, e custos marginais considerados são idênticos, havendo diferença apenas na regra para a formação de preços e para a valoração das discrepâncias entre a realização ex ante e ex post.

3.Tratamento dos Fluxos Financeiros e Simulação Comercial

Para a avaliação das consequências de diferentes regras de contabilização, foram avaliados os fluxos financeiros e comerciais resultantes da regra de mercado sob diferentes cenários regulatórios sem, no entanto, alterar de qualquer maneira a operação física do sistema (i.e. a estratégia dos agentes não altera a operação). Os resultados quantitativos são apresentados no âmbito da seção 3.4, mas as regras associadas aos três possíveis cenários de contabilização avaliados são detalhadas nas seções 3.1, 3.2 e 3.3. São eles:

- **Cenário A: Regra de contabilização aplicada no Brasil atualmente** - consiste em aplicar as regras atuais, ou seja, liquidação simples com formação de preço ex-ante e quantidade ex-post, considerando a aplicação de limites de preços. Neste exercício foi considerada uma versão simplificada da contabilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).
- **Cenário B: Regra de contabilização dupla “pura”** - considera um ajuste à contabilização financeira atual, com a inclusão da dupla contabilização e eliminação dos limites de preço. Este exercício é também apresentado sem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): isto é, os agentes hidrelétricos ficam expostos diretamente ao PLD (sem piso e teto).
- **Cenário C: Regra de contabilização financeira com reservatórios virtuais** - consiste em partir da contabilização financeira ajustada (que inclui a dupla contabilização sem limites de preço) e adicionar as regras do mecanismo de Reservatórios Virtuais. Nota-se que aqui não foi avaliado o efeito estratégico do mecanismo (que será objeto do capítulo 4), apenas o efeito *financeiro* em uma situação hipotética de um mercado competitivo em competição perfeita – isto é, em que as ofertas dos agentes resultam exatamente na mesma operação do planejador central.

Neste sentido, o objetivo deste Capítulo consiste em identificar como os incentivos são alterados, a partir da alteração das regras de mercado em cada um dos cenários, sem, no entanto, considerar como as estratégias dos agentes seriam modificadas em consequência (o que será objeto do capítulo 4). Vale destacar que os “ganhadores e perdedores” calculados não necessariamente correspondem aos “ganhadores e perdedores” definitivos no mercado que seria aplicado, uma vez que mudanças nas estratégias dos agentes (bem como mudanças nas premissas sobre o sistema, introduzidas no capítulo 2) podem mudar substancialmente o equilíbrio.

Destaca-se que, em todos os três cenários, tanto a granularidade temporal quanto espacial foi mantida constante, sendo utilizados preços horários e preços por submercado. Também se manteve inalterada a configuração dos geradores disponíveis no sistema, ou seja, sem considerar que expansão do sistema pode ser afetada com base nas regras de mercado que são adotadas.

3.1.CENÁRIO A: CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA DO BRASIL ATUAL

3.1.1.CONTABILIZAÇÃO SIMPLES COM FORMAÇÃO DE PREÇO EX ANTE

Como amplamente discutido no âmbito do Relatório 2.2 (Produto e.2.r2) [16], no mecanismo de formação de preços adotado atualmente no Brasil, o preço de curto prazo da energia é calculado com base em informações previstas, ex ante, ao passo que as liquidações financeiras dos agentes são calculadas com base nas quantidades consumidas ou produzidas efetivamente observadas ex post. Este formato de contabilização simples com formação de preço ex ante é único no mundo e tem o potencial

de proporcionar preços distorcidos no modelo, uma vez que as condições previstas ex ante podem diferir significativamente das condições observadas ex post – além de criar oportunidades para arbitragem e comportamentos estratégicos dos agentes. Isto porque agentes não despachados centralizadamente detêm informação completa do sinal de preços (ex ante) antes da tomada de decisão, de forma que podem escolher o seu perfil de geração em resposta aos sinais de preços calculados previamente, sabendo que seu comportamento não ensejará em alteração dos preços praticados. Desvios entre as informações previstas e realizadas sinalizam necessidades reais técnicas e operacionais do sistema, de forma que a contabilização simples com formação de preço ex ante pode acabar por subestimar ou superestimar o preço de mercado, com implicação direta sobre a aplicação de encargos – tema que será discutido no item 3.1.4.

Ainda, cabe destacar que quando a diferença de preços entre os submercados é calculada ex ante, mas os fluxos reais entre submercados são os observados ex post, o pagamento total coletado dos consumidores pode ser insuficiente para remunerar o valor devido aos geradores. Este efeito, que pode ser observado nos resultados do Cenário A, apresentado na seção 3.4.1, sugere mais uma possível fonte de distorções atrelada à contabilização utilizando preços ex ante e quantidades ex post.

3.1.2. PREÇO-TETO E PREÇO-PISO

A inclusão de limites de preço na simulação que considera os componentes da liquidação financeira do Brasil atual leva em conta as regras vigentes. Em particular, aplica-se:

- Um limite máximo estrutural, correspondente ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas;
- Um limite máximo horário, calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2025; e
- Um limite mínimo correspondente ao maior valor entre Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO-Itaipu) e Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional. O valor calculado e publicado pela Aneel para o ano de 2025 é de 58.60 R\$/MWh, igual ao valor da TEO-Itaipu.

No âmbito da simulação, o procedimento aplicado reproduz as regras adotadas pela CCEE, ou seja:

- Inicialmente, realiza-se a aplicação direta dos limites horários, impondo-se o preço-piso e o preço-teto horário para cada hora do horizonte simulado.
- Em seguida, verifica-se se a média dos preços resultantes ultrapassa o preço-teto estrutural.
 - Caso não ultrapasse, não são necessários ajustes adicionais.
 - Caso haja ultrapassagem, aplica-se iterativamente um fator de correção homogêneo em todas as horas do dia, seguido da reaplicação do preço-piso. O procedimento é repetido até que a média final fique menor ou igual ao teto estrutural.
- Ao final desse processo, o PLD obtido passa a ser a referência utilizada para a liquidação do Cenário A, em substituição ao PLD ex ante obtido diretamente do problema de otimização (“sem piso e teto”).

3.1.3. VERSÃO SIMPLIFICADA DA CONTABILIZAÇÃO DO MRE

Para fins desta simulação, adotou-se uma representação simplificada do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), preservando seu princípio fundamental de repartição dos riscos hidrológicos entre os

agentes participantes, mas abstraindo elementos operacionais que não são essenciais para o propósito deste estudo. Em particular, foram desconsideradas, as regras de alocação da energia secundária, o tratamento da energia excedente, as transferências de energia entre os submercados, e a alocação de excedentes de transmissão. Essa simplificação permite concentrar a análise na lógica central do mecanismo, baseada na alocação de energia a cada agente para fins de liquidação financeira com base na geração total das usinas participantes e nas garantias físicas pré-calculadas de cada agente.

Em cada período, calcula-se a geração hidráulica agregada das usinas pertencentes ao mecanismo e determina-se o GSF (ajuste do MRE) correspondente, obtido pela razão entre a geração efetiva e o total de garantias físicas do conjunto. Cada unidade participante recebe, então, uma quantidade de energia proporcional à sua garantia física multiplicada pelo GSF, representando a parcela de geração economicamente atribuída a ela.

Finalmente, a diferença entre a geração efetiva de cada usina e sua energia alocada pelo mecanismo (positiva ou negativa) também gera transferências financeiras entre os agentes, remuneradas à Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Assim, usinas que geram acima de sua garantia física ajustada transferem excedentes para aquelas que geram abaixo, de modo a compensar os custos variáveis operativos incorridos pela hidrelétrica que efetivamente gerou. Visto que a TEO possui um valor baixo, de 17,37 R\$/MWh em 2025, esta componente tem efeito relativamente pequeno.

As regras referentes a Itaipu também são simplificadas dentro desta lógica, não sendo remunerada pela sua própria tarifa específica (TEO Itaipu). Embora Itaipu possua um valor de custo variável particular, igual a 58,60 R\$/MWh em 2025, caso esta diferença estrutural na modelagem fosse representada explicitamente no modelo IARA, isto levaria a uma operação em que Itaipu seria tratada como um ponto preferencial de vertimento (isto é, o modelo preferiria verter no lugar de gerar em Itaipu caso o custo de oportunidade da água estivesse entre 17,37 R\$/MWh e 58,60 R\$/MWh). Na prática, o cenário foi executado representando um custo de O&M para Itaipu igual ao das outras usinas, assim evitando que ocorresse este vertimento (não condizente com a operação do sistema na prática) nestes cenários.

Essa formulação reduzida não reproduz integralmente todas as nuances do MRE vigente, mas mantém sua essência econômica, garantindo que a simulação incorpore o compartilhamento dos riscos hidrológicos e os fluxos financeiros básicos associados ao desempenho relativo das usinas.

3.1.4. ENCARGOS

Os encargos no setor elétrico brasileiro existem com o propósito de cobrir os custos que o preço de mercado de curto prazo é incapaz de remunerar integralmente, especificamente os custos relacionados à manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda.

Embora a operação diária busque estrita aderência à programação, variações inesperadas na demanda ou na geração (devido à estocasticidade dos renováveis, indisponibilidades técnicas, entre outros) podem exigir alterações no despacho em tempo real. Os custos associados a essas mudanças não estão considerados no PLD ex ante estabelecido pela CCEE, justificando a necessidade dos encargos.

Destaca-se que a existência de um PLD teto, como introduzido no item 3.1.2, impõe um limite máximo ao preço do mercado de curto prazo o que, em momentos de escassez, não oferece os incentivos adequados aos agentes de mercado e pode resultar em preços que não refletem as reais condições econômicas de despacho. Impacto similar pode decorrer da possibilidade de discrepância entre o preço ex ante e a operação ex post e, em ambas as situações, quando o Custo Marginal de Operação (CMO) é

superior ao PLD, essa diferença é coberta por encargos.

Neste sentido, sob a perspectiva do Sistema, sempre que o Custo Marginal de Operação (CMO) for superior ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD *ex ante*), então o encargo total será proporcional à geração *ex post* pela diferença entre o CMO e PLD *ex ante*, de modo a remunerar os geradores com Custo Variável Unitário (CVU) auditado superior ao PLD *ex ante* que tenham sido despachados.

De maneira complementar, vale ressaltar que a diferença nos preços do mercado de curto prazo entre os submercados representa, em geral, uma fonte de risco para os agentes que possuem compromissos de venda de energia em locais específicos. De forma contrária, essas diferenças de preço também podem gerar um excedente financeiro para o sistema, denominado de excedente da transmissão, que, no Brasil, possui alocação preferencial aos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Contudo, na representação deste exercício não foram considerados contratos, de forma que o excedente da transmissão é considerado unicamente em benefício do consumidor.

3.2.CENÁRIO B: CONTABILIZAÇÃO DUPLA “PURA”

3.2.1.DUPLA CONTABILIZAÇÃO

O processo de dupla contabilização envolve o cálculo dos preços em dois momentos distintos, um *ex ante* e outro *ex post*. Para este exercício, com o objetivo de representar uma versão “puramente idealizada” do mecanismo, (i) foram eliminados os limites de preço, e (ii) não foi considerado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – isto é, cada hidrelétrica recebe o preço de mercado multiplicado pela sua geração, sem mecanismos de compartilhamento de risco.

Com a inserção da dupla contabilização, temos dois momentos importantes. A etapa *ex ante*, em que a remuneração dos agentes depende inteiramente das decisões de pré-despacho e corridas de software de otimização utilizando as informações fornecidas *ex ante* pelos agentes; e a etapa *ex post*, que considera os dados realizados (de demanda, geração não despachável, entre outros) para um cálculo adicional de uma componente de ajuste de receitas *ex post*.

Desta forma, a receita total associada à dupla contabilização, pode ser representada como $R^{cont.dupla}$ (Eq. 6), e será composta pela soma das receitas *ex ante* $R^{q.ex.ante}$ e *ex post* $R^{q.ex.post}$. Cada uma destas, por sua vez, é calculada com base nas quantidades de energia elétrica consumida ou gerada (q) e no preço de fechamento de mercado (π) que representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda.

$R^{cont.dupla} = R^{q.ex.ante} + R^{q.ex.post}$	Eq. 3
$R^{q.ex.ante} = \pi^{ex.ante} q^{ex.ante}$	Eq. 4
$R^{q.ex.post} = \pi^{ex.post} (q^{ex.post} - q^{ex.ante})$	Eq. 5

Com isso, mesmo que as condições previstas sejam distintas das observadas, a dupla contabilização é capaz de absorver este efeito e transmitir o sinal de preços corretos, com efeitos financeiros atrelados aos preços *ex ante* e *ex post*, assim como os montantes já contratados pelos agentes.

3.2.2.LIMITAÇÕES DESTE MECANISMO

O exercício de contabilização financeira ajustada não contempla nem o mecanismo de realocação de energia nem a adoção de reservatórios virtuais em sua estrutura. Dessa forma, esta modalidade não

considera os elementos necessários para a correção das externalidades tipicamente associadas à operação de usinas hidrelétricas em cascata, reforçando a intenção de que este modelo seja utilizado exclusivamente como *benchmark*, e não como uma recomendação para implementação no Brasil.

Em mercados internacionais que adotam este modelo, o pressuposto é que a coordenação entre os agentes que operam em cascatas hidrelétricas se daria de forma voluntária, eliminando a necessidade de um mecanismo centralizado. Este conceito está associado, na literatura econômica, ao Teorema de Coase [17], que estabelece que a coordenação entre os agentes resultará em acordos privados sempre que os custos de transação não superarem os ganhos econômicos.

Os custos de transação são os custos incorridos na negociação e formalização dos contratos e, caso estes sejam suficientemente baixos (ou, idealmente, nulos), os agentes de uma mesma cascata negociarão entre si, repartirão os lucros e, conseqüentemente, alcançarão uma operação eficiente. Entretanto, ao considerarmos a realidade brasileira, caracterizada pela presença de cascatas complexas com múltiplos proprietários, a premissa de custos de transação reduzidos não é aplicável, reiterando o uso deste mecanismo como ferramenta de análise metodológica dos impactos associados à mudança de regras de formação de preços.

3.2.3. ENCARGOS

Neste modelo de contabilização financeira simulada de forma simplificada neste relatório, uma característica que vale ser destacada é que não existirão encargos destinados a complementar a remuneração dos agentes, dado que temos a introdução de contabilização *ex post*, com base nos dados observados, cuja formação de preço reflete completamente a realidade. Quando as quantidades e preços vêm de um mesmo problema de otimização (e não há outros empecilhos como variáveis inteiras), a diferença entre o valor pago pelos consumidores e o valor a pagar aos geradores sempre gera um excedente, associado ao fato de que nos submercados exportadores os preços tendem a ser mais baixos e nos submercados importadores os preços tendem a ser mais altos. Este efeito pode ser observado nos resultados do Cenário B apresentados no item 3.4.2, e a consequência é a observação de um "encargo negativo", denominado "excedente da transmissão" na literatura (vide, por exemplo, [18]).

O excedente da transmissão sempre existe, sendo uma consequência matemática de como o problema de otimização e o mecanismo de formação de preços são estruturados, desde que haja a possibilidade de congestão nas interconexões entre os submercados, que são operadas centralizadamente. Visto que na representação adotada não se incorpora a modelagem de contratos, optaremos por alocar integralmente o surplus (excedente) da transmissão ao consumidor final, reduzindo os custos de compra de energia.

Ressalta-se que, para que não exista encargo positivo em nenhum cenário, é necessário que não exista distinção entre a simulação física e simulação comercial, nem não-convexidades no problema de otimização. Embora estas hipóteses subjacentes estejam em consonância com o sistema físico apresentado no Capítulo 2, pode-se conceber conjuntos de premissas alternativos que resultassem em algum encargo nesta componente.

3.3. CENÁRIO C: CONTABILIZAÇÃO COM RESERVATÓRIO VIRTUAL

3.3.1. DUPLA CONTABILIZAÇÃO COM PREÇO DA ENERGIA E PREÇO DO RESERVATÓRIO VIRTUAL

Os componentes da contabilização financeira proposta incluem a dupla contabilização e a

implementação do mecanismo de reservatórios virtuais. Para efeitos de avaliação dos impactos financeiros, inicialmente a contabilização dupla foi analisada de forma individual, com os resultados apresentados no item 3.4.2 (Cenário B – Contabilização ajustada), dadas as regras explicitadas na seção 3.2. Neste terceiro cenário de contabilização financeira, além da adoção da dupla contabilização, foram considerados os efeitos financeiros fruto da introdução do Reservatório Virtuais, avaliados no item 3.4.3 (Cenário C – Reservatório virtual).

Relembra-se que introdução do ajuste em tempo real (ex post) tem a intenção de acomodar as incertezas inerentes ao setor elétrico, tais como a variabilidade da demanda ou a ocorrência de falhas inesperadas, em que são utilizadas as medições em tempo real das quantidades produzidas e consumidas com a finalidade de evitar que os agentes sejam remunerados de modo indevido. Com a inclusão dos Reservatórios Virtuais, a receita total associada à dupla contabilização explorada no âmbito da seção 3.2 deverá considerar os componentes da contabilização do Reservatório Virtual.

Neste sentido, a receita total associada à dupla contabilização, considerando-se o mecanismo de Reservatório Virtual é representada como $R^{cont.dupla'}$ (Eq. 6), e é composta pela soma das receitas ex ante e ex post dada a quantidade de energia elétrica consumida ou gerada (q) e o preço de fechamento de mercado (π), assim como pela soma da receita ex ante $R^{w.ex.ante}$ (Eq. 7) e receita ex post $R^{w.ex.post}$ (Eq. 8) associadas à contabilização do Reservatório Virtual, dado o montante de reservatório virtual comprado ou vendido (w) e o custo marginal de reservatório virtual (μ).

$R^{cont.dupla'} = R^{q.ex.ante} + R^{q.ex.post} + R^{w.ex.ante} + R^{w.ex.post}$	Eq. 6
$R^{w.ex.ante} = \mu^{ex.ante} w^{ex.ante}$	Eq. 7
$R^{w.ex.post} = \mu^{ex.post} (w^{ex.post} - w^{ex.ante})$	Eq. 8

Ressalta-se que tanto a quantidade de energia elétrica consumida ou gerada (q) quanto o preço de fechamento de mercado (π) são variáveis horárias, enquanto o montante de reservatório virtual comprado ou vendido (w) e o custo marginal de reservatório virtual (μ) são variáveis diárias. De toda forma, destaca-se que há um paralelo entre μ e π (preços) e entre q e w (montantes vendidos se positivos, comprados se negativos).

Além dos elementos já abordados, é fundamental ressaltar que outras componentes financeiras do reservatório virtual deverão ser consideradas no cálculo da receita total. Essas componentes, associadas à responsabilização por vertimento e por restrição hídrica, exigirão um tratamento específico e seu será apresentado no item 3.3.2 a seguir.

3.3.2.COMPONENTES FINANCEIRAS DO RESERVATÓRIO VIRTUAL

As componentes financeiras do reservatório virtual abordadas neste item estão relacionadas à responsabilização por vertimento e por restrição hídrica, condições inerentes à gestão de hidrelétricas com reservatórios em um sistema físico. A regra de proporcionalidade aplicada, conforme justificativa apresentada no Relatório e.6.r [14] de modo a induzir os sinais de preços corretos:

- A responsabilização por vertimento é considerada de forma proporcional ao direito de propriedade do volume armazenado (cotas de volume, representado como γ^V), sendo este um valor atualizado diariamente, em linha com as cotas de volume dos distintos agentes.
- A responsabilização por restrição hídrica é considerada de forma proporcional ao direito de propriedade da afluência (cotas de afluência, representado como γ^A).
- A componente financeira remanescente, equivalente a diferenças não contempladas pelas

componentes anteriores, é também aplicada de forma proporcional ao direito de propriedade do volume armazenado (cotas de volume γ^V).

Neste sentido, a Receita associada ao reservatório virtual terá um componente de ajuste representada como $R^{ajuste.RV}$ (Eq. 9), que deverá ser igual à soma das receitas associadas aos três componentes descritos acima (i) responsabilização por vertimento, representado como $R^{vertimento}$, (ii) responsabilização por restrição hídrica, representado como $R^{restr.hidrica}$, e (iii) componente financeira remanescente, representado como $R^{financeiro}$.

$R^{ajuste.RV} = R^{financeiro} + R^{vertimento} + R^{restr.hidrica}$	Eq. 9
---	--------------

É importante ressaltar que a responsabilização por restrição hídrica sempre representa um custo para o agente, de forma que pode ser desenhado um mecanismo de premiação ou penalização ao agente, correspondendo à “violação esperada”. Ou seja, o agente seria penalizado caso a violação seja maior que a “violação esperada”, ou, de forma contrária, premiada caso a violação seja inferior à esperada. Para isto, foi calibrado um “bônus” correspondendo a “violação esperada” da restrição hídrica, tratado em mais detalhe na seção 3.4.3.

3.3.3.ENCARGOS

Com a introdução da dupla contabilização, no mecanismo proposto, os encargos são reduzidos substancialmente em relação ao mecanismo atual, uma vez que há um preço ex post que contempla as condições reais observadas do sistema. Contudo, ainda restarão componentes remanescentes que deverão ser consideradas via encargos, sejam elas positivas ou negativas.

- Excedente da transmissão: como tratado no âmbito no item 3.2.3, sempre corresponde a um encargo negativo.
- Custos líquidos associados à violação de restrição hídrica: resultado líquido dos “prêmios” e penalizações, como descrito no item 3.3.2, podendo haver um saldo positivo ou negativo que deverá ser repartido.

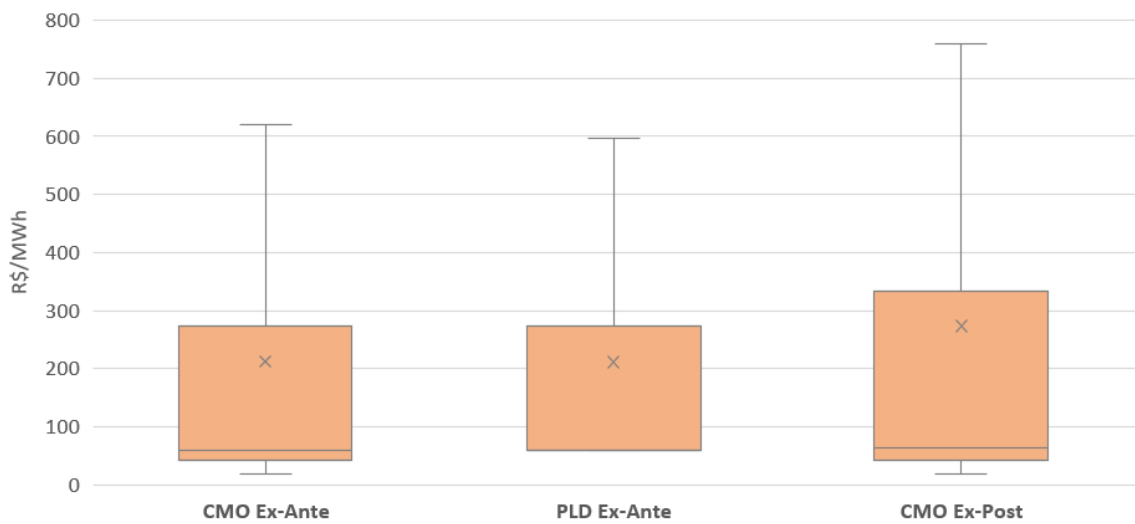
Além destes, existe a possibilidade de um encargo adicional, que mais uma vez pode ser positivo ou negativo, e que está associado à atuação do *agente de ofertas de segurança*, cuja atuação é detalhada na seção 4.3.1. Visto que os exercícios apresentados neste capítulo não tratam o comportamento estratégico dos agentes, o efeito deste encargo nas simulações apresentadas no item 3.4 é nulo. Entretanto, para representações de sistemas realistas, este encargo pode tornar-se uma componente relevante. Intuitivamente, este encargo será mais alto se a atuação do agente de ofertas de segurança é pouco eficiente (compra-se muito caro e vende-se muito barato), e será mais baixo (ou mesmo negativo) se o agente de ofertas de segurança for sistematicamente bem-sucedido em comprar reservatório virtual a preços mais baixos do que o preço de venda deste recurso em etapas posteriores.

3.4.RESULTADOS COMERCIAIS DA OPERAÇÃO

Para todos estes exercícios, foi utilizada a simulação física da seção 2.6: admite-se que as regras de mercado não afetaram a operação do sistema. O comportamento geral dos preços é como sintetizado na Figura 3.1, para a simulação física utilizada como base para todas as simulações de contabilização. Devido à aplicação de limites regulatórios (piso e teto), de um modo geral a variável utilizada na contabilização do cenário A possui uma variabilidade inferior, embora mantenha valores centrais próximos aos do custo marginal sem qualquer aplicação de piso e teto (utilizado na contabilização dos cenários B e C). Essa proximidade, porém, é altamente dependente do equilíbrio entre oferta e demanda,

e pode se desfazer em experimentos alternativos. Por exemplo, se a demanda for particularmente alta para determinado nível de oferta, os preços marginais serão distorcidos para cima, e haverá alta probabilidade de aplicação do PLD-teto – levando, portanto, a um preço sem piso e teto mais alto do que o preço com piso e teto. Inversamente, se a demanda for particularmente baixa, a frequente aplicação do PLD piso pode fazer com que o preço sem piso e teto se torne mais baixo do que o preço com piso e teto.

Figura 3.1 – Distribuição dos preços horários

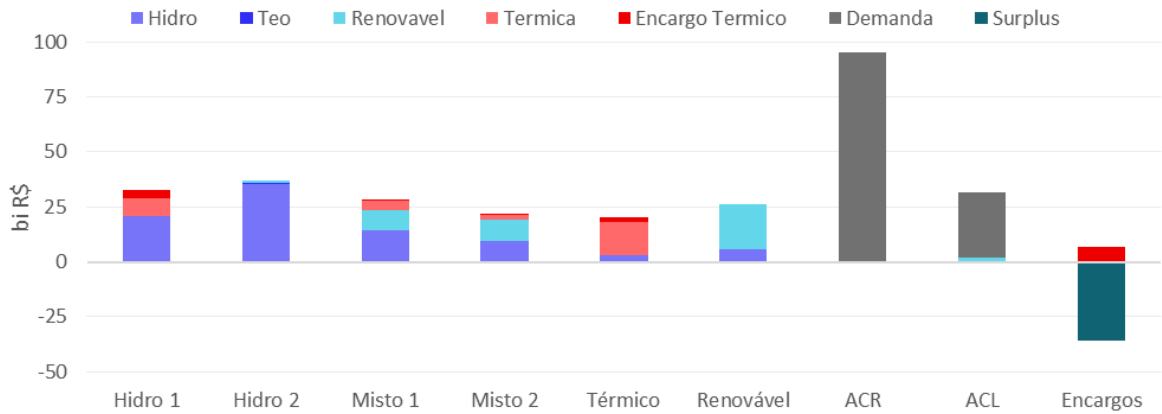


Já nas realizações ex post, não só vemos uma variabilidade superior no CMO, mas também valores médios mais elevados. Isto ocorre devido à assimetria (do ponto de vista de impactos para o sistema) de um aumento ou redução de efeitos estocásticos que podem aumentar ou reduzir a carga líquida.

3.4.1.CENÁRIO A: CONTABILIZAÇÃO DO BRASIL ATUAL

O Cenário Base, representativo da contabilização atualmente vigente no Brasil, indica um ambiente operativo em que a custo total de atendimento à demanda alcança aproximadamente R\$ 132 bilhões por ano, conforme ilustrado na Figura 3.2 a seguir. Já os geradores recebem cerca de R\$ 97 bilhões por ano, sendo a diferença correspondente ao encargo de surplus da transmissão.

Figura 3.2 – Receita média anual – Cenário A



De início, observa-se que o Agente ACR absorve a maior parte desses custos : embora o agente do ACL represente cerca de 44% do consumo líquido que gera fluxos financeiros aos agentes de geração (após

subtrair a geração distribuída alocada ao agente do ACR), em termos financeiros ela representa apenas 25% destes pagamentos (como ilustrado na Figura 3.2, o custo para agentes do ACR é próximo de R\$ 90 bilhões, ao passo que os agentes do ACL têm um custo próximo de R\$ 30 bilhões. Este comportamento não está relacionado à regra de contabilização em si (já que, como indicado anteriormente, o cenário A busca emular a contabilização atual do Brasil), mas sim a duas características da representação física do sistema, como indicado na seção 2.2.2.1:

- O ACR absorve praticamente toda a variação horária da demanda: como consequência, o ACL se torna um consumidor relevante durante a madrugada e o início da manhã (quando os preços são mais baixos), enquanto o ACR permanece responsável pela maior parte da demanda nos horários de ponta (mais sujeitos a picos de preço).
- Uma fração da demanda do mercado livre foi modelada como elástica, permitindo que essa carga reduza seu consumo e evite exposição a preços elevados no mercado de curto prazo. Em períodos de preço superior a 700 R\$/MWh, portanto, o ACL reduz a sua demanda, reduzindo significativamente o seu custo financeiro.

Este comportamento não reflete a realidade atual do mercado livre brasileiro, onde grandes consumidores são tipicamente inflexíveis e os mecanismos de resposta da demanda ainda são pouco disseminados, mas ilustra de forma clara como um agente com flexibilidade e disposto a responder a sinais de preço pode reduzir substancialmente sua exposição ao mercado de curto prazo. Vale observar, entretanto, que programas para extrair mais flexibilidade da demanda do ACR seriam mais bem-sucedidos nos Cenários B e C, já que a aplicação do PLD-teto nos resultados apresentados acima tendem a enfraquecer o sinal de preço e reduzir a motivação dos consumidores livres neste sentido.

Vale notar ainda que uma parte significativa do custo pago pelo agente do ACR não é convertida em receita para os agentes de geração, e sim em “surplus”, representado no gráfico como um encargo negativo. Esta parcela significativa está relacionada a limites no escoamento entre subsistemas, principalmente cenários de estresse em que a capacidade de interconexão não foi capaz de escoar toda a geração do Nordeste para o Sudeste. Estes cenários implicam em um preço alto a pagar pela demanda no Sudeste e um preço baixo a receber pelos geradores do Nordeste, levando ao surplus. Embora fosse possível alocar este surplus aos consumidores, mitigando os seus custos, as regras atuais do mercado brasileiro alocam este surplus a outros agentes (que incluem geradores do MRE e geradores do Proinfa).

Vale observar que existe também uma componente *positiva* de encargos, que torna-se particularmente relevante (impondo um custo adicional ao consumidor) quando o benefício associado ao surplus da transmissão não é contabilizado para os agentes consumidores. Esta parcela de encargos precisa ser coletada dos consumidores como um complemento à receita dos agentes geradores, em momentos em que a remuneração de mercado é insuficiente para cobrir os custos. No modelo de contabilização atual, parte do parque térmico possui um CVU auditado superior ao PLD máximo, exigindo remuneração adicional fora do mercado. Somado a isso, a inexistência do PLD ex post impõe a necessidade de cobrir, via encargos, a operação de térmicas despachadas em tempo real cujos CVUs são superiores ao PLD ex ante: esta componente aparece como uma receita dos agentes Hidro 1, Misto 1 e Misto 2, embora seja mais visível na representação do agente Térmico, e totaliza 7 bilhões de reais por ano (5% do custo total suportado pela demanda).

3.4.2.CENÁRIO B: CONTABILIZAÇÃO DUPLA “PURA”

Como indicado na Figura 3.1 apresentada anteriormente, a variabilidade dos preços é perceptivelmente maior na simulação ex-post – o que é esperado, dado que o cenário ex ante possui uma variabilidade menor, com realizações ex post tendo uma dispersão maior em linha com o conceito de “subcenários”

descrito na seção 2.2.1.1 e com o procedimento apresentado na seção 2.2.2. Apesar dessa maior variabilidade, a mediana permanece no mesmo patamar do conjunto de cenários ex ante, indicando que os erros de previsão da demanda e da geração renovável tornam os cenários mais heterogêneos, porém sem introduzir um viés extremos nas expectativas de preço.

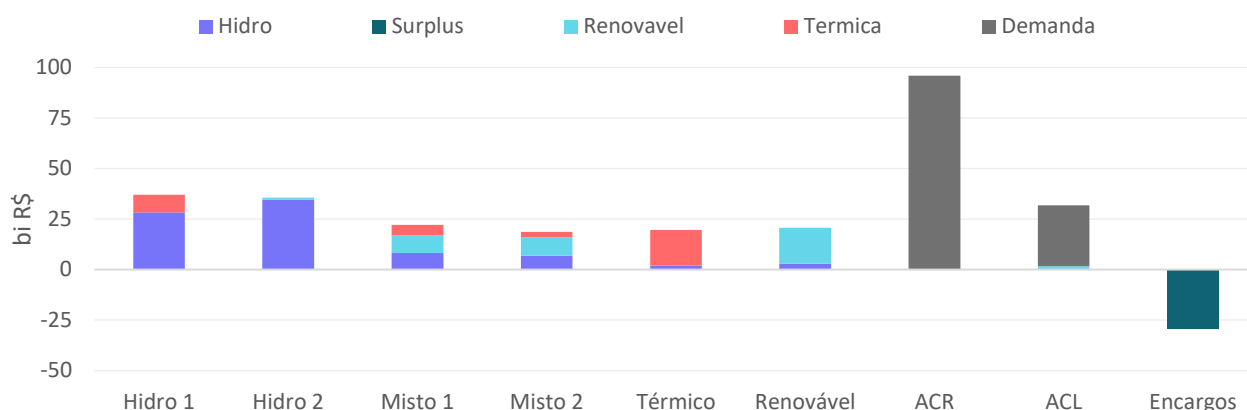
Além disto, o caso analisado se estabiliza em um patamar em que tende a haver uma compensação bastante substancial entre os instantes nos quais o piso do PLD encarece a contabilização do mercado de curto prazo (i.e. o Cenário A leva a preços mais altos que o Cenário B, e portanto mais receita para os geradores e mais custo para os consumidores) e os instantes em que o preço-teto é acionado (i.e. o Cenário A leva a preços mais baixos que o Cenário B). Assim, a remoção do piso e teto regulatório não afetou significativamente o resultado global do mercado de curto prazo neste exercício neste caso em particular. Esta consequência, entretanto, é inteiramente resultado dos dados de entrada do caso, como detalhado no capítulo 2. Caso os cenários de demanda fossem mais elevados (ou a disponibilidade de recursos de geração fosse menor), a maior probabilidade de ocorrência de preços acima do preço-teto poderia fazer com que os preços do Cenário B fossem mais altos que o do Cenário A, ao passo que cenários de demanda mais baixa aumentariam a ocorrência de preços abaixo do preço-piso, tornando plausível que os preços do Cenário B tornem-se menores que o do Cenário A.

Devido a esta elevada sensibilidade dos cenários de preço em função do balanço oferta-demanda, o argumento mais robusto para a eliminação do preço-piso e preço-teto não envolve a identificação dos principais “ganhadores” e “perdedores” com a mudança. Em vez disso, como reiterado em relatórios anteriores do projeto, o grande benefício do preço-piso mais baixo e do preço-teto mais alto (como destacado em relatórios anteriores, em particular nos Entregáveis e.4.r, e.6.r e e.10.r [19][14][1]) é a melhora significativa no sinal de preço e alinhamento dos incentivos: em particular, a demanda elástica descrita na seção 2.2.2.1 só pode viabilizar-se se os preços de mercado forem mais elevados que a disposição a pagar da demanda (que em dois dos três patamares representados é superior ao PLD-teto atual).

Sobre a eliminação do MRE, destaca-se que, como cada agente possui múltiplas hidrelétricas, muitas delas distribuídas em diferentes subsistemas, o risco hidrológico é parcialmente mitigado por um efeito portfólio. Entretanto, devido às cascatas, não necessariamente esta alocação proporcional à geração é a mais desejada para o sistema. Pode-se contrastar que no Cenário A o Agente “Hidro 1” teve uma receita média relativa a suas hidroelétricas de R\$ 22 bilhões por ano (38%) e o Agente “Hidro 2” R\$ 37 bilhões por ano (62%), totalizando R\$ 59 bilhões por ano para estas hidroelétricas; Já no Cenário B, as hidroelétricas do Agente “Hidro 1” receberam R\$ 28 bilhões/ano (45%), enquanto as do Agente “Hidro 2” receberam R\$ 35 bilhões por ano (55%), totalizando R\$ 63 bilhões/ano. Isto é resultado da assimetria significativa que foi propositalmente colocada na representação da Garantia Física em contraste com a potência instalada, como introduzido na seção 2.5.2.

Em termos de custo de atendimento a demanda total, os agentes ACR e ACL precisam pagar aproximadamente R\$ 126 bilhões por ano no Cenário B e recebem cerca de 29 bilhões como surplus da transmissão, conforme ilustrado na Figura 3.3 a seguir. Nota-se que, apesar de que o custo ser muito semelhante à do Cenário A, o Cenário B atinge esse patamar sem a necessidade das distorções associadas a encargos setoriais (os geradores do Cenário B não possuem receita relativa a TEO nem ao encargo de despacho termoelétrico complementar), resultando em um sinal de preço significativamente mais aderente à realidade. Como explicado na seção 3.2.3, a redução (ou mesmo eliminação) dos encargos devido ao alinhamento entre o preço ex post e a quantidade produzida ex post é um dos grandes benefícios do mecanismo de contabilização dupla.

Figura 3.3 – Receita média anual - Cenário B



3.4.3. PREÂMBULO PARA O CENÁRIO C: PENALIZAÇÕES POR VIOLAÇÃO DE RESTRIÇÃO HÍDRICA

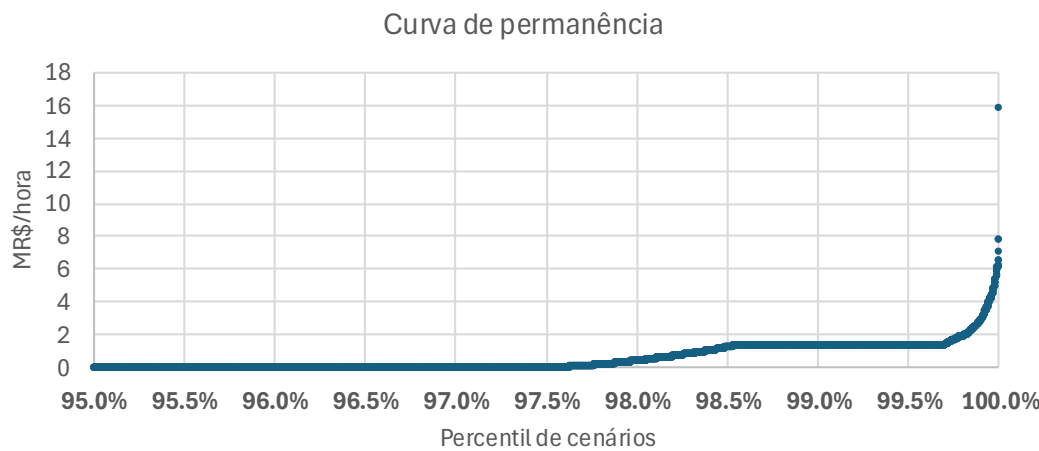
Antes de apresentar resultados para o cenário C, nota-se que uma componente importante do desenho de mecanismo de reservatório virtual, como apresentado no relatório e.6.r [14], é o cálculo de uma componente de responsabilização por violação de restrição hídrica. Para que esta penalização resulte um sinal de preços eficiente, é importante que, a cada vez que a situação do sistema exigir um *aumento no custo operativo do sistema* para evitar que uma violação aconteça, este aumento seja refletido em uma penalidade por violação (ou iminência de violação) de restrição hídrica. Por exemplo, forçar um vertimento em um reservatório a montante para atender a uma restrição de defluência mínima (quando o valor da água desse reservatório a montante é maior do que zero) levaria a uma penalização como esta – o que pode ser capturado diretamente da representação matemática do problema (variáveis duais de restrição).

Este desenho de mecanismo funciona bem no que diz respeito aos *incentivos*, já que obriga que um subconjunto dos agentes (aqueles detentores de cotas de afluência) esteja sempre atento ao risco de violações e operem os seus reservatórios de modo a garantir que conseguirão evitar violações de restrição hídrica, muito custosas para o problema. Porém, é importante assegurar, além disso, que o mecanismo também não implique em *custos muito elevados* para os agentes hidrelétricos, nem em *lucros excessivos* injustificáveis (“windfall profit”). Com este objetivo, calculamos a partir dos resultados da simulação (valores da saída “responsabilização por restrição hídrica” calculada pelo próprio IARA) um pagamento médio que tornaria o agente *neutro* a esta exposição.

Por exemplo, na Figura 3.4 apresentamos a distribuição desses pagamentos por violação hídrica. A distribuição é extremamente assimétrica, com penalidades que ultrapassam R\$ 1 milhão em apenas 2% dos cenários, de modo que, em média, o custo aos agentes é de 9.000 R\$/ano. Portanto, uma forma de desenhar um mecanismo financeiramente neutro é adicionar uma componente com o sinal oposto. Isto é,

- Na maior parte dos anos, não há qualquer evento de violação hídrica, e, portanto, o agente recebe uma receita (pagamento equivalente à sua violação média). A recomendação seria que este pagamento seja direcionado à contratação de um *seguro* para proteger-se contra anos em que há violação (mas caberia ao agente desenhar esta estratégia).
- Nos raros instantes em que há violação hídrica, o valor a ser pago é bastante variável e representa um custo elevado, como indicado na Figura 3.4. Caso o agente não tenha contratado o seguro, ele precisaria arcar com este custo utilizando a sua própria receita.

Figura 3.4 – Curva de permanência da penalidade total por violação de restrição hídrica (R\$/hora)



A hipótese adotada para as simulações do caso C é que, mesmo com a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais, os agentes *continuam a agir da mesma forma*, de modo que por construção as decisões operativas são as mesmas. Necessariamente, portanto, a frequência e magnitude dos pagamentos por responsabilização por restrição hídrica devem ser exatamente iguais ao esperado na simulação *ex ante*,

Embora não tenha sido possível avaliar *benefícios diretos* na redução de violação de restrições hídricas com a simulação apresentada, nota-se que uma força do mecanismo de reservatórios virtuais é o *alinhamento de incentivos*. Visto que a componente de responsabilização por restrição hídrica existe como uma componente explícita, isto faz com que os agentes tenham que arcar com o ônus de ter adotado uma estratégia que tenha levado a um aumento das violações, ou que possam se beneficiar com um bônus caso sua estratégia leve a violações menos frequentes que o esperado (ou seja, a receita que ele recebe a cada mês mais que compensa as penalidades incorridas pelo agente em momentos de risco de violação da restrição).

Fora do mecanismo de reservatórios virtuais, devido à complexidade das restrições hídricas e à interdependência da operação das hidrelétricas em cascata, seria muito difícil introduzir este tipo de incentivo de uma forma que garantisse incentivos coerentes (sem externalidades) para os agentes ofertantes.

3.4.4.CENÁRIO C: RESERVATÓRIO VIRTUAL

Por construção, mais uma vez este cenário mantém a operação física dos cenários anteriores, assumindo que as mudanças se restringem ao mecanismo de contabilização, sem alterar a estratégia dos agentes. Em outras palavras, embora o caso adote reservatórios virtuais, todos os agentes seguem utilizando uma estratégia de gestão dos reservatórios idêntica à representada pela função de custo futuro que consolida a expectativa centralizada do operador, e cada agente mantém também uma fração constante do volume armazenado do sistema.

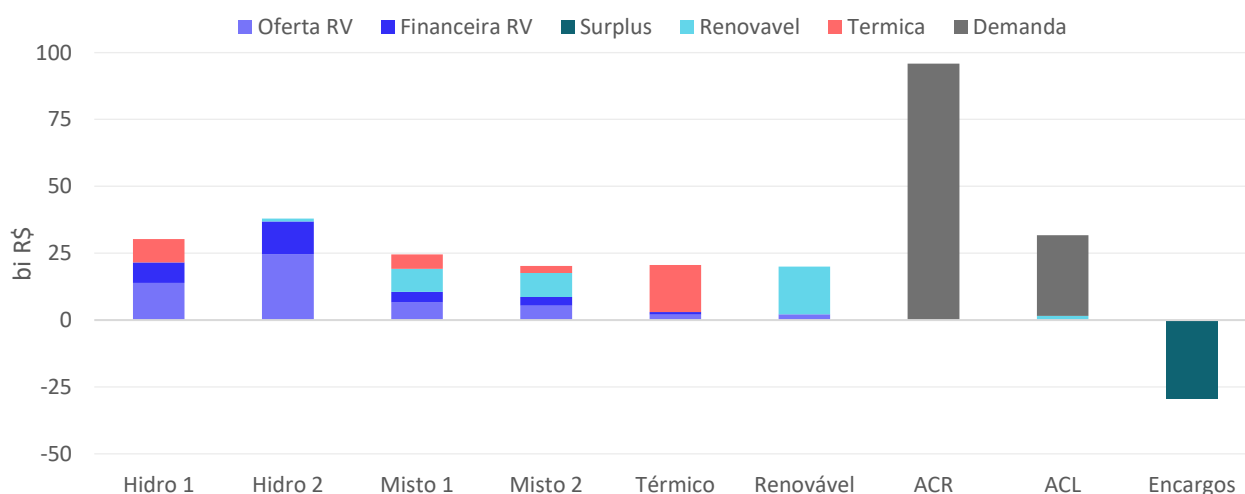
O mecanismo de reservatórios virtuais, como descrito no relatório e.6.r [14], é construído de modo que apenas a receita dos agentes *hidrelétricos* seja afetada, e de modo que a soma destes fluxos financeiros ainda coincida com o resultado de preço de curto prazo multiplicada pela geração hidrelétrica total do

reservatório virtual. Desta forma, todas as componentes de receita não-hidrelétrica do Cenário C são idênticas às receitas do Cenário B. Em outras palavras, as diferenças entre os Cenários B e C se limitam à redistribuição da mesma receita de geração hidrelétrica entre os agentes, sem impacto sobre a contabilização das demais fontes nem sobre o custo percebido pelos agentes de demanda.

Assim, o Cenário C mantém o benefício já percebido no Cenário B, onde o custo percebido pela demanda e receita recebida pelos geradores sofre pouca variação mesmo sem a existência de encargos auxiliares, como resultado da implementação da contabilização dupla e remoção do preço piso e preço teto.

Adicionalmente, como as quotas de vazão dos Reservatórios Virtuais foram distribuídas de acordo com a *Garantia Física* das respectivas usinas hidrelétricas, nota-se que a relação entre a receita total recebida pelo Agente Hidro 1 e pelo agente Hidro 2 é mais similar ao que ocorre no Cenário A (quando as proporções de receitas eram respectivamente 38% e 62%) do que o Cenário B (proporções 45% e 55%). Como pode-se averiguar pela Figura 3.5, no Cenário C, o agente Hidro 1 recebe R\$ 22 bilhões (37%) por seus reservatórios virtuais (Oferta RV + Financeira RV), enquanto o agente Hidro 2 recebe R\$ 37 bilhões (63%).

Figura 3.5 – Receita média anual - Cenário C



Este é um efeito *desejável* do mecanismo de reservatórios virtuais, já que a garantia física pode ser calculada de modo a valorar corretamente efeitos associados à externalidade das cascatas, o que nem sempre é o caso para a variável de geração hidrelétrica diretamente. Por exemplo, um grande reservatório a montante de uma hidrelétrica a fio d'água, ainda que seja totalmente desprovido de capacidade de geração, indiretamente pode aumentar a capacidade de geração do sistema, ao regularizar a quantidade de água que chega para a hidrelétrica a fio d'água e com isso permitir uma operação mais eficiente do sistema.

A contrapartida, entretanto, é que, caso as garantias físicas estejam mal calculadas, ou contenham algum componente de distorção, esta vulnerabilidade será "herdada" pelos resultados do Cenário C. Nota-se que isto já é verdade no Cenário A (uma garantia física mal calculada leva a distorções no MRE), e apenas reforça que o cálculo deste parâmetro é uma componente central de qualquer mecanismo focado em corrigir o problema das externalidades da cascata. Apesar desta similaridade, o Cenário C possui uma grande vantagem em relação ao Cenário A, que é a representação explícita de componentes (como apresentado na seção 3.3.2) de Oferta de Reservatório Virtual, Responsabilização por Vertimento, Componente Financeira, e Responsabilização por Violação de Restrição Hídrica (omitida da Figura 3.5 acima já que, como indicado na seção 3.4.3, esta componente tem média zero por construção). Cada

uma destas componentes está associada a um *signal de preços* e à possibilidade que os agentes se beneficiem (mas também assumam riscos – ônus e bônus) das suas estratégias de oferta mais eficientes (que levarão também a decisões operativas mais adequadas).

4. Comportamentos dos Agentes e Simulação de Estratégias Exógenas

O objetivo central deste capítulo é comparar os resultados das simulações do sistema sob diferentes cenários de comportamento estratégico dos agentes. Um ponto que vale destacar é que as simulações apresentadas neste capítulo são feitas aplicando um *viés pessimista* – isto é, colocando mais ênfase nos possíveis efeitos *negativos* que poderiam emergir da aplicação de um mercado por ofertas. Em contraste, simulações com um *viés otimista* poderiam buscar representar como a operação guiada pelas ofertas dos agentes poderiam levar a efeitos operativos até mesmo *positivos*, em comparação com o que poderia ser conseguido com um operador centralizado.

No que diz respeito a potenciais efeitos positivos, pode-se destacar que a inteligência coletiva advinda da descentralização poderia levar a uma melhoria das previsões; e, portanto, um aprimoramento nas decisões operativas em relação à operação de referência. Na representação deste relatório, entretanto, a distribuição de probabilidades utilizada para a construção da função de custo futuro apresentada no Capítulo 2 já representa a distribuição real de possíveis realizações do sistema; e, portanto, a operação guiada pelo planejador central (após a convergência do algoritmo SDDP) já representaria a *melhor operação possível* em termos de minimização de custo / maximização de bem-estar social. Neste ambiente, por sua natureza, a atuação dos agentes só pode “atrapalhar” a operação ideal, de modo que qualquer estratégia adotada pelos agentes que se desvie dessa otimização nunca pode levar a uma *melhora* nos resultados globais – embora, como será mostrado na seção 4.4, o comportamento estratégico dos agentes possa levar a um aumento de preço.

Apesar desta limitação, estando cientes de que os exercícios apresentados ao longo deste capítulo sempre *subestimam* o potencial benefício do mecanismo por ofertas, eles ainda têm valor no sentido de informar o desenho dos mecanismos de proteção que deverão estar ativos para mitigar os potenciais impactos negativos caso o mecanismo não funcione como esperado. Como desenvolvido previamente nos Relatórios técnicos 7 (entregável e.7.r [2]) e 8 (entregável e.8.r [3]), caso o mercado não seja suficientemente competitivo (i.e. os agentes possam exercer poder de mercado) ou caso haja credibilidade insuficiente no potencial de lucro futuro (principal motivador para que os agentes mantenham um volume armazenado no reservatório virtual), estes mecanismos de mitigação podem assumir um papel importante. Com o objetivo de construir um teste de estresse dos potenciais impactos do mecanismo por oferta, exploramos neste capítulo ofertas estratégicas que envolvem um grande desvio em relação à operação ótima, cuja parametrização é detalhada na seção 4.2.3 – representando quase um “limite superior” para as piores consequências negativas que poderiam resultar da adoção do mecanismo.

4.1. REPRESENTAÇÃO DOS CUSTOS VARIÁVEIS REAIS

4.1.1. CUSTOS VARIÁVEIS UNITÁRIOS NO SOFTWARE IARA

No IARA, cada unidade de geração ou consumo possui um Custo Variável Unitário (CVU) que representa o custo incremental incorrido para a produção de 1 MWh adicional. Esses custos são definidos individualmente para cada unidade e refletem as características físicas e econômicas de cada tipo de recurso. Durante o despacho e a formação de preços, esse custo define o valor mínimo de operação física da usina, independentemente de qualquer estratégia adotada pelo agente proprietário.

Nas usinas termelétricas, o CVU deve corresponder aos custos de combustível acrescidos dos custos variáveis de operação e manutenção. O valor é normalmente expresso em R\$/MWh e pode considerar parâmetros como eficiência térmica, poder calorífico do combustível e disponibilidade do equipamento.

Nas usinas renováveis, como eólicas e solares, os custos unitários são compostos pelos gastos de operação e manutenção (O&M). Esses custos são geralmente baixos e invariantes, de modo que o despacho dessas fontes depende essencialmente da disponibilidade do recurso primário. Ainda assim, o IARA considera explicitamente esses valores de O&M para assegurar consistência contábil e comparabilidade entre tecnologias.

Nas usinas hidrelétricas, os custos unitários correspondem aos custos variáveis de operação e manutenção associados ao funcionamento das turbinas e vertedouros. Esse valor é aplicado sobre a energia efetivamente gerada, refletindo o custo físico de operação do equipamento.

Para unidades de demanda, o custo variável é interpretado como o custo de não atendimento, ou custo de déficit, refletindo a disposição a pagar do consumidor para cada unidade adicional de energia. Em termos econômicos, valores mais elevados desse parâmetro indicam uma maior prioridade de atendimento. No caso de demandas elásticas, o custo variável representa o valor econômico associado à redução voluntária de consumo, isto é, o benefício percebido pelo consumidor ao escolher não consumir energia em determinado período.

4.1.2.CUSTOS DE OPORTUNIDADE NO SOFTWARE IARA

No IARA, os custos de oportunidade associados a recursos armazenáveis são representados por meio das chamadas “curvas de referência”. Cada curva de referência é uma função que relaciona o nível de armazenamento de um recurso ao seu valor econômico intertemporal, isto é, ao benefício de conservar uma unidade adicional desse recurso para utilização futura. Em termos conceituais, a curva expressa o valor do estoque — como água, energia armazenada ou qualquer outro recurso acumulável — em função de sua quantidade disponível.

Essas curvas são derivadas da Função de Custo Futuro (FCF) obtida pelos modelos de otimização estocástica empregados no IARA (vide seção 2.2.1.2). A FCF representa o custo esperado mínimo de operação do sistema a partir de um determinado estado, e sua variação em relação ao nível de armazenamento revela o custo de oportunidade do recurso. Esse valor corresponde à redução esperada do custo futuro caso se disponha de uma unidade adicional no período corrente.

A curva de referência funciona, portanto, como uma função de escassez: quando o recurso é abundante, o valor econômico marginal é baixo; quando se torna escasso, esse valor aumenta, indicando que preservar o estoque é mais vantajoso do que utilizá-lo imediatamente. Essa estrutura permite ao modelo representar de forma consistente a dinâmica intertemporal de recursos cuja disponibilidade afeta diretamente o custo sistêmico de operação.

4.1.3. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

Para representar adequadamente os diferentes tipos de geração no modelo, foram adotados parâmetros de custo consistentes com as práticas vigentes e com as bases oficiais consultada (PMO de Maio de 2025). Essa caracterização busca garantir que o comportamento das unidades na simulação reflita, de forma realista, as prioridades operativas do sistema.

Os custos variáveis das usinas termelétricas foram modelados a partir de seus respectivos CVUs conforme representado na base de dados em questão. No caso das hidrelétricas, embora em geral sua

estratégia de operação siga a lógica dos custos de oportunidade (vide seção 2.2.1.2), também foi representado um custo de O&M para refletir a preferência da operação do sistema na iminência do vertimento. Todas as hidrelétricas foram representadas com um custo de O&M equivalente à TEO, com valor de 17.37 R\$/MWh (mesmo a hidrelétrica de Itaipu, como indicado na seção 3.1.3). Já no caso das renováveis, de forma a capturar a realidade operativa do Brasil, o parâmetro de O&M das usinas renováveis foi definido de forma a criar uma priorização nos cortes energéticos, buscando aproximar a prática operativa que tem sido adotada pelo operador:

- O&M igual a R\$ 10/MWh para a geração solar fotovoltaica e geração eólica
- O&M igual a R\$ 5/MWh para PCHs e PCTs
- O&M igual a zero para MMGD

Consequentemente, em momentos em que haja excesso de oferta, o modelo tenderá em geral a preferir cortar geração térmica flexível em primeiro lugar, seguido de geração hidrelétrica (com o O&M igual a 17.37 R\$/MWh), seguido de geração solar e eólica (10 R\$/MWh), seguido de pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas (5 R\$/MWh), seguido de mini e microgeração distribuída (de modo que este último nível tem uma probabilidade muito menor de ser cortado).

Com esse conjunto de premissas, os parâmetros adotados reproduzem de forma suficientemente fiel os valores reais necessários para a simulação do sistema e para refletir a lógica de despacho e as prioridades da operação.

4.2. REPRESENTAÇÃO DE MARK-UPS ESTRATÉGICOS

4.2.1. MARK-UPS SOBRE O CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO NO SOFTWARE IARA

No IARA, a estratégia de oferta dos agentes pode incorporar **ajustes comerciais** sobre os custos marginais físicos de operação. Esses ajustes são representados por meio de **mark-ups** aplicados ao **Custo Variável Unitário (CVU)** das unidades de geração associadas a um *Bidding Group*. O mark-up corresponde a um acréscimo deliberado sobre o custo declarado, elevando o preço ofertado acima do seu valor estritamente operacional.

O mark-up é definido no nível do **Bidding Group**, que agrega unidades pertencentes a um mesmo proprietário e que compartilham uma estratégia de oferta comum. Dessa forma, embora o CVU seja atribuído individualmente a cada *Unit*, o preço efetivamente ofertado ao mercado é determinado pelo Bidding Group ao qual ela está vinculada. Esse arranjo reflete a lógica comercial do modelo, na qual o comportamento estratégico é definido por agrupamentos de ativos e não por unidades isoladas.

A aplicação do mark-up ocorre de forma direta: o CVU das unidades associadas ao Bidding Group é ajustado conforme o parâmetro definido pelo agente, resultando em um preço de oferta superior ao custo marginal físico. Esse procedimento permite representar decisões comerciais como margens de segurança, aversão ao risco, recuperação de custos não variáveis ou exercício de poder de mercado.

Além disso, o IARA permite que os *Bidding Groups* definam **segmentos de oferta**, nos quais diferentes blocos de quantidade são ofertados a preços distintos. Nessa estrutura, o mark-up pode ser aplicado de forma homogênea ou diferenciada entre segmentos, permitindo representar curvas de oferta escalonadas que refletem estratégias comerciais mais refinadas. Cada segmento é caracterizado por um par preço-quantidade, e o preço ofertado incorpora o mark-up correspondente sobre o custo variável unitário das unidades associadas. Essa funcionalidade possibilita modelar comportamentos como margens crescentes por quantidade, ou segmentação de risco, conferindo maior flexibilidade na

representação das estratégias de mercado dos agentes.

A introdução de mark-ups é particularmente relevante em estudos destinados a avaliar o efeito de estratégias de oferta sobre o funcionamento do mercado, a eficiência econômica e a exposição dos agentes a preços. Sua utilização possibilita analisar desde comportamentos competitivos até cenários de exercício estratégico, mantendo a coerência entre a modelagem física do sistema e a representação econômica das decisões de mercado.

4.2.2. MARK-UPS SOBRE O CUSTO DE OPORTUNIDADE NO SOFTWARE IARA

No IARA, os custos de oportunidade associados ao uso de recursos hídricos são determinados a partir da dinâmica intertemporal representada nos *Reservatórios Virtuais (RV)*. O RV consolida o balanço hídrico e o armazenamento disponível para cada proprietário, permitindo que o modelo calcule o valor econômico do uso incremental da água ao longo do horizonte de planejamento. Com base nesse valor marginal, o modelo constrói segmentos de oferta hidráulica que representam a relação preço-quantidade aplicável à energia proveniente do reservatório.

O software permite que o *Asset Owner* aplique mark-ups sobre os preços desses segmentos de oferta. Esse acréscimo ajusta o preço declarado pelo proprietário, permitindo que a energia hidráulica seja ofertada a valores superiores àqueles calculados pelo modelo com base no custo de oportunidade do sistema.

Essa abordagem reconhece que o custo de oportunidade da água é um sinal sistêmico derivado da otimização, refletindo o valor econômico do recurso no contexto geral de operação. O mark-up, portanto, atua exclusivamente sobre os preços declarados na oferta, introduzindo uma margem estratégica sem alterar as restrições hidráulicas do reservatório.

A possibilidade de aplicar mark-ups sobre os segmentos derivados da dinâmica do RV amplia o conjunto de comportamentos estratégicos representáveis no modelo. Isso permite analisar impactos sobre preços, receitas, competitividade e eficiência econômica, assim como comparar estratégias comerciais com a operação “sem mark-ups” que foi examinada até aqui nos capítulos 2 e 3.

4.2.3. ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

A estratégia de representação dos markups considerada neste estudo incorporou alguns efeitos importantes, buscando valores realistas. Por isso, o exercício do poder de mercado foi considerado, refletido na expectativa dos agentes sobre sua capacidade de influenciar o preço, ou seja, o quanto os agentes acreditam que possuem poder de mercado.

Por outro lado, no caso das hidrelétricas, o quanto os agentes discordam da visão de futuro do operador para fins de valor da água foi um elemento considerado. Esta divergência pode se dar por vários motivos, desde diferenças de aversão ao risco, até diferenças de expectativas de vazão, até expectativas de mudanças regulatórias (por exemplo, alterando as regras para criar um novo imposto ou uma nova aplicação de parâmetros regulatórios como preço teto). Na prática, sintetizamos todas essas informações em um único parâmetro.

Com base nessas considerações, as seguintes parametrizações foram incluídas:

- Todas as unidades com CVU nulo (que não podem ser cortadas) mantêm a mesma representação, ou seja, não aplicam mark-up.
- O agente 5, que domina o mercado de termelétricas flexíveis, aplica um mark-up de 30% sobre

o CVU de todas as suas térmicas. Já os outros agentes aplicam um mark-up de 10% sobre a oferta de geração termelétrica das suas usinas.

- Todos os agentes usam a mesma estratégia para renováveis, ofertando os primeiros 25% da sua geração renovável ao seu custo de O&M (vide seção 4.1.1), os últimos 25% ao PLD piso (vide item 3.1.2) e os 50% intermediários ao preço médio destes dois patamares.
- Todos os agentes terão uma expectativa de valor da água **menor** que o valor da água calculado centralizadamente. O deságio aplicado, entretanto, varia em função da fração do volume armazenado do sistema de acordo com a Tabela 4.1 a seguir.

Por exemplo, se o Agente 1 estiver com 10% do volume do armazenamento do sistema, isso significa que sua oferta será idêntica ao valor da água calculado centralizadamente (mark-up zero). Contudo, se este mesmo Agente estiver com 45% do volume armazenado do sistema, o deságio aplicado será de 15% em relação ao valor da água calculado centralizadamente. O Agente 2 irá respeitar o valor da água calculado centralizadamente enquanto possuir menos do que 30% da água de um Reservatório Virtual, porém na situação que este mesmo agente tenha 35% do volume armazenado do sistema (por exemplo), o deságio aplicado será de 20%.

Tabela 4.1 – Síntese das estratégias de *markups* adotadas pelos agentes hidrelétricos

Agente	Intervalo: % do armazenamento do sistema	Deságio aplicado ao valor da água na oferta do agente
Agente 1	0% a 40%	0%
Agente 1	41% a 100%	15%
Agente 2	0% a 30%	0%
Agente 2	31% a 100%	20%
Agentes 3 a 5	0% a 100%	0%

Vale destacar que estes parâmetros foram construídos de forma essencialmente arbitrária, com o intuito de ilustrar como estratégias adotadas pelos agentes que divergem da estratégia ótima podem trazer impactos negativos para o sistema. Na prática, os agentes utilizariam suas próprias perspectivas de futuro para construir suas próprias funções de lucro futuro, no lugar de guiar-se por mark-ups aplicados à função de custo futuro centralizada. A representação da Tabela 4.1, entretanto, deixa claro que os Agentes 1 e 2 têm uma propensão maior ao esvaziamento do que o indicado pela operação ótima do sistema (ao menos para alguns valores de volume armazenado), o que precisará ser mitigado por mecanismos de mitigação (explorados na seção 4.4).

4.3.REPRESENTAÇÃO DE MECANISMOS DE MITIGAÇÃO

4.3.1.REPRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE SEGURANÇA NO SOFTWARE IARA

O mecanismo de ofertas de segurança foi apresentado e detalhado no âmbito do Relatório 8 (entregável e.8.r [3]) e, com isso, adequado para inclusão no software IARA. Neste sentido, o IARA permite a atuação de um agente de oferta de segurança (*Supply Security Agent*), caracterizado como um *Asset Owner* especial cuja finalidade é preservar a utilização eficiente dos Reservatórios Virtuais ao longo do horizonte de planejamento. Esse agente não possui unidades de geração ou consumo, não participa de *Bidding Groups* e deve estar associado a todos os Reservatórios Virtuais com cota de afluência igual a zero, garantindo neutralidade operacional.

A atuação do agente é exclusivamente corretiva e sempre que o comportamento dos demais proprietários resulte em ofertas associadas ao Reservatório Virtual consideradas excessivamente baixas

ou excessivamente elevadas, o agente intervém por meio de ofertas de compra ou venda, respectivamente. Essas intervenções visam mitigar riscos de esvaziamento não otimizado dos reservatórios virtuais de forma agregada e, conseqüentemente, de preços incompatíveis com o valor econômico do recurso. O critério utilizado para determinar a necessidade de intervenção baseia-se na curva hidrológica de referência (vide seção 4.1.2), assegurando alinhamento com o custo de oportunidade intertemporal da água.

O comportamento do agente pode ser parametrizado mediante vetores de mark-up, que orientam suas ações de compra e venda, ou por meio da especificação direta das ofertas em arquivo externo, permitindo ao usuário definir de forma transparente e controlada o papel desse agente no processo de formação de preços.

4.3.2.REPRESENTAÇÃO DE VALIDAÇÃO DE OFERTAS NO SOFTWARE IARA

O mecanismo de validação de ofertas foi apresentado e detalhado no âmbito do Relatório 7 (entregável e.7.r [2]) e, com isso, adequado para inclusão no software IARA. Desta forma, o IARA dispõe de um procedimento de validação de ofertas que verifica se os preços declarados pelos agentes estão dentro de limites economicamente aceitáveis, de acordo com as regras de mercado estabelecidas. Para cada *Bidding Group*, o modelo calcula um preço de referência (P_{ref}) que serve como base para definir a faixa de preços admissíveis, e a oferta é automaticamente aceita quando o preço ofertado satisfaz a Eq. 10 abaixo.

$P \leq P_{ref}(1 + M_n)$	Eq. 10
---------------------------	---------------

As regras incluídas no IARA consideram um mark-up (M_n) máximo, no qual o agente pode submeter sua oferta sem necessidade de justificativa associada. Caso o preço exceda esse valor, mas permaneça dentro do intervalo definido na Eq. 11, o agente poderá submeter a oferta desde que acompanhado de uma justificativa.

$P_{ref}(1 + M_n) < P \leq P_{ref}(1 + M_j)$	Eq. 11
--	---------------

Ou seja, M_j corresponde ao mark-up máximo permitido com justificativa, em que a oferta é aceita somente mediante justificativa textual fornecida pelo usuário em arquivo externo. Contudo, ofertas cujo preço ultrapassa o limite superior representado pela Eq. 12 são automaticamente rejeitadas.

$P_{ref}(1 + M_j) < P$	Eq. 12
------------------------	---------------

Esse processo assegura que apenas ofertas compatíveis com os limites econômicos estabelecidos pelas regras de mercado ingressem no processo de fechamento de mercado e formação de preços, reforçando a transparência e a consistência regulatória da modelagem de mercado no IARA.

4.3.3.ESTRATÉGIA DE REPRESENTAÇÃO NESTE ESTUDO

Como especificado no item 4.3.1, o mecanismo de ofertas de segurança foi apresentado e detalhado no âmbito do Relatório 8 (entregável e.8.r [3]) e, com isso, adequado para inclusão no software IARA. Neste sentido, o agente de oferta de segurança (*Supply Security Agent*) foi considerado sem unidades de geração ou consumo, e possui cota de afluência igual a zero cota de afluência igual a zero, de forma que só pode realizar ofertas de venda de reservatório virtual caso tenha, em momento anterior, comprado reservatório virtual.

A compra e venda de Reservatório Virtual pelo agente de oferta de segurança é uma ação exclusivamente corretiva, realizada somente quando o resultado agregado das transações de Reservatório Virtual dos distintos agentes resulta em uma situação não otimizada para o sistema. Contudo, de forma mais específica, a atuação do agente de oferta de segurança foi modelada com base no percentual do armazenamento do sistema sob seu controle, a partir dos parâmetros detalhados na Tabela 4.2 abaixo.

Tabela 4.2 – Parâmetros para compra e venda de reservatórios virtuais pelo Agente de ofertas de segurança

Intervalo: % do armazenamento do sistema sob o controle do Agente de ofertas de segurança	Ágio aplicado ao valor da água para ofertas de compra	Ágio aplicado ao valor da água para ofertas de venda
0% a 20%	10%	15%
21% a 40%	1%	6%
41% a 100%	-5%	0%

Ou seja, digamos que o agente de oferta de segurança detenha, em determinado momento, 25% do armazenamento do sistema, e o valor da água (de acordo com o procedimento descrito na seção 2.2.1.2) tenha sido calculado como sendo igual a 150 R\$/MWh. Então a tabela acima indica que este agente estaria disposto a vender a sua primeira unidade de reservatório virtual a um preço de 159 R\$/MWh (ágio de 6%), e estaria disposto a comprar unidades adicionais de reservatório virtual caso o preço seja de 151,50 R\$/MWh (ágio de 1%) ou menos. É importante destacar que:

- Ao contrário dos agentes hidrelétricos destacados na seção 4.2.3, que sempre fazem ofertas de venda (e nunca de compra), o agente de ofertas de segurança pode comprar ou vender créditos de reservatório virtual, como evidenciado pela presença de dois conjuntos de markups. Vale destacar que o IARA exige que o mark-up para a oferta de compra seja sempre inferior ao mark-up para a oferta de venda, já que, com a opção de ofertas heurísticas, o modelo cria ofertas com os mesmos mark-ups para todas as horas. É possível informar ofertas detalhadas (pares preço-quantidade individuais no lugar de mark-ups heurísticos) para aplicar diferentes mark-ups a diferentes horas.
- Ao contrário dos agentes hidrelétricos, que sempre adotavam um deságio sobre o valor da curva de referência (i.e. subestimando o valor da água), o agente de ofertas de segurança pode adotar um ágio (i.e. preço superior à curva de referência) ou um deságio (inferior).

Intuitivamente, quanto maior o volume armazenado sob seu controle, menor será sua disposição a pagar para adquirir volume adicional de Reservatório Virtual; e maior a sua propensão a vender o volume armazenado que detém. Inversamente, quando o Agente de ofertas de segurança detém apenas uma pequena parte dos reservatórios, seus parâmetros devem refletir uma disposição de compra mais elevada. Esta lógica ajuda a dar dinamismo para o mercado, com a possibilidade de atuações mais frequentes do agente de oferta de segurança comercializando reservatórios virtuais.

Já com relação ao mecanismo de validação de ofertas, neste estudo foi considerado que a regra de mercado aplica um mark-up que é o valor máximo entre um “mínimo valor para o preço limite de oferta” $P_{max_{min}}$ e 120% do CVU declarado do agente, como descrito na Eq. 13 abaixo. Aplicamos por simplicidade um valor de $P_{max_{min}}$ igual ao PLD mínimo atual, ou 58,60 R\$/MWh: embora valha mencionar que, como indicado no capítulo 3, este limite não seria mais aplicado nos Cenários B e C. Ou

seja, isso quer dizer que a maior parte das termelétricas são representadas com um mark-up de 20% acima do seu CVU declarado, ao passo que a maior parte das renováveis recebe um preço máximo de oferta “padrão” independente de qualquer CVU declarado.

$Pmax_j = \max \{Pmax_{min}, 1.2 \times CVU_j\}$	Eq. 13
--	---------------

Entretanto, vale observar que a escolha, tanto dos parâmetros de oferta de segurança quanto dos parâmetros de validação de ofertas, não foi feita de forma *otimizada* – de modo que não se pode dizer que os mecanismos de mitigação estejam perfeitamente calibrados. Na prática, antes que estes mecanismos de mitigação fossem de fato adotados no Brasil, seria importante realizar uma calibração cuidadosa destes parâmetros, utilizando os mecanismos de governança atualmente vigentes no Brasil.

4.4.RESULTADOS ESTRATÉGICOS DA OPERAÇÃO

Esta seção apresenta a avaliação dos resultados obtidos a partir da introdução de comportamentos estratégicos diferenciados pelos agentes (em uma primeira etapa) e da ativação dos mecanismos de mitigação no modelo (em uma segunda etapa). O objetivo central é comparar as trajetórias de armazenamento físico e a dispersão dos preços horários entre diferentes casos, evidenciando como as estratégias dos agentes podem levar a desotimizações da operação e como este problema pode ser mitigado.

A análise é conduzida a partir de um conjunto deliberadamente adverso de premissas, construído para representar um “pior caso plausível” de funcionamento do mercado. Essa escolha é metodológica, de modo que é importante lembrar que os resultados adversos obtidos no cenário em que os agentes aplicam mark-ups mas as instituições não aplicam mecanismos de mitigação NÃO significam que esta solução em particular seria necessariamente ruim. Em vez disso, a interpretação é que uma estratégia como esta, que não coloca os mecanismos de mitigação e proteção como prioritários, não seria *robusta* a determinados comportamentos indesejáveis dos agentes.

Nesse cenário, portanto, três tipos de comportamento estratégico (com efeito distorcivo sobre o mercado) são assumidos simultaneamente:

1. A maioria das termelétricas flexíveis pertencem a um oligopólio que consistentemente aplica mark-ups sobre seus CVUs com o objetivo de elevar os preços;
2. As fontes renováveis ofertam acima de seu custo de O&M, o que não deveria acontecer num mercado onde o risco de curtailment é relevante;
3. Os agentes hidrelétricos não confiam na função de custo futuro do Operador, ofertando abaixo do valor da água sempre que possuem uma certa quota do armazenamento atual.

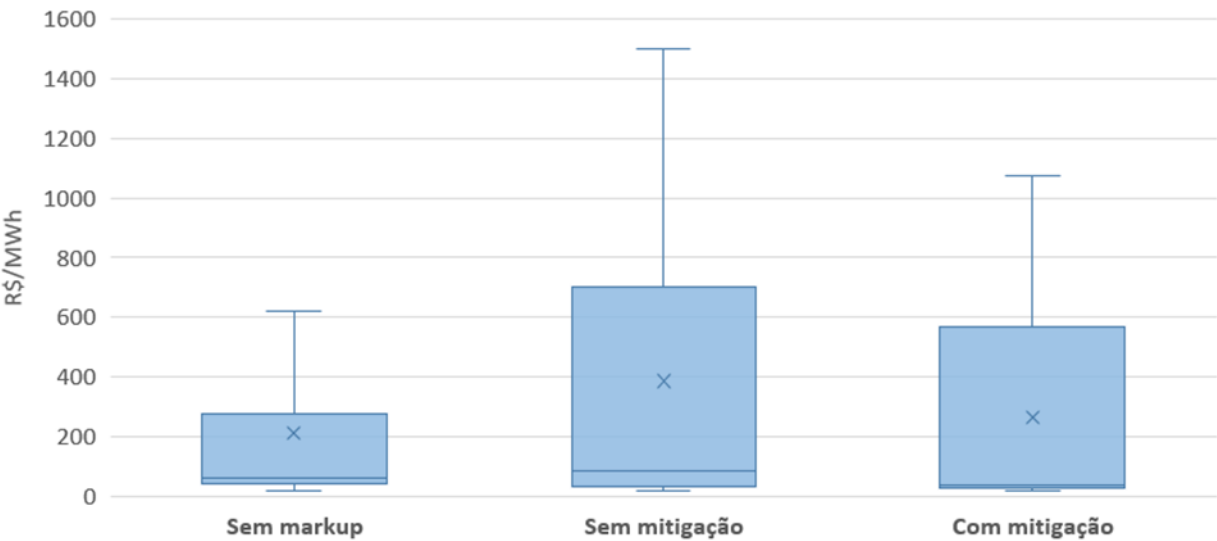
Essa combinação gera um ambiente de forte desalinhamento entre as decisões dos agentes e o despacho ótimo. Como consequência, espera-se observar maior dispersão de preços, drenagem excessiva dos reservatórios, e inconsistências no uso da água.

4.4.1.EFEITOS SOBRE OS PREÇOS

O gráfico apresentado na Figura 4.1 mostra a dispersão dos preços horários nos três cenários: “Sem markups” (resultados físicos idênticos aos apresentados na seção 2.6), “Sem mitigação” e “Com mitigação”. No cenário Sem markups, o sistema opera de forma ótima, resultando em preços mais baixos e menos variáveis. Esse cenário serve como referência da operação mais eficiente possível, enquanto o cenário Sem mitigação é representativo de uma operação extremamente desotimizada.

Quando o comportamento estratégico dos agentes é introduzido, mas sem mecanismos de mitigação, os preços aumentam drasticamente, chegando a 1.500 R\$/MWh em 10% dos casos, ao passo que no cenário Sem markup os 10% cenários de preços mais elevados envolviam preços da ordem de 600 R\$/MWh. Esses valores extremos refletem tanto o exercício de poder de mercado das termelétricas quanto a drenagem oportunista da água pelas hidrelétricas, que passam a ofertar abaixo da função de custo futuro, levando ao esvaziamento dos reservatórios e valores da água mais caros. O resultado é um mercado com volatilidade artificial e sinais econômicos inadequados.

Figura 4.1 – Preço horário ex-ante, sem piso/teto

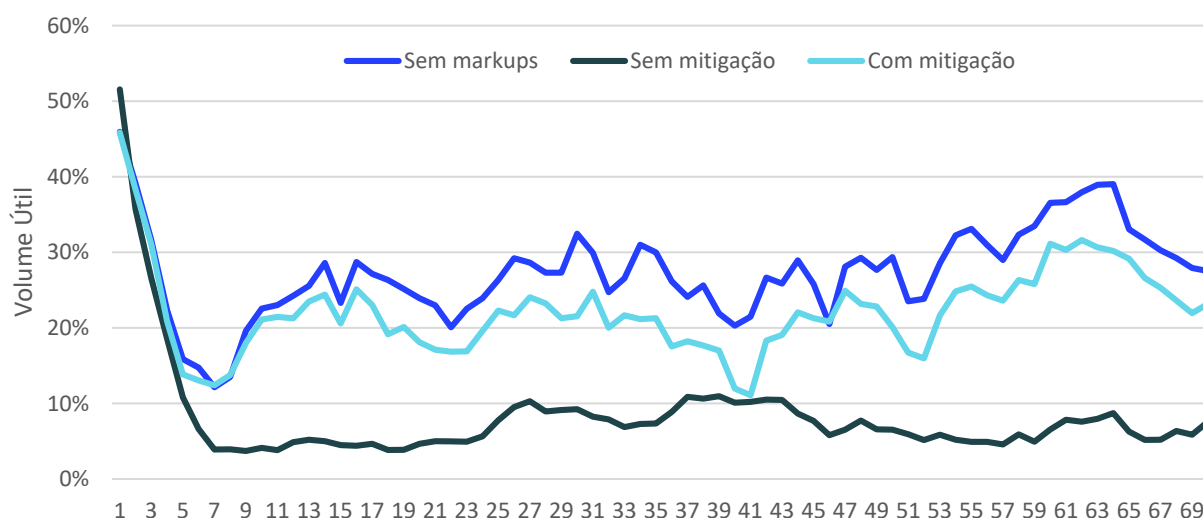


A inclusão dos mecanismos de mitigação reduz de forma significativa o efeito dos markups – embora ainda haja um efeito adverso de aumento da dispersão e da média em relação ao caso Sem markups, a *mediana* do caso “Com mitigação” é inferior ao caso Sem markups, e parece bastante evidente que a mitigação foi capaz de reduzir os efeitos adversos observados em alguns cenários mais extremos do caso “Sem mitigação”. Ainda que a estratégia particular adotada não tenha sido capaz de *eliminar por completo* o aumento do preço associado à estratégia de aplicação de mark-ups adotada pelos agentes, estes resultados preliminares sugerem fortemente que os mecanismos de validação de ofertas e de ofertas de segurança têm um papel importante, ainda que *complementar* a outras estratégias, para mitigar os piores efeitos de *downside* de um mercado excessivamente concentrado (e portanto excessivamente sujeito às estratégias de oferta dos seus participantes).

4.4.2.EFEITOS SOBRE AS TRAJETÓRIAS DE ARMAZENAMENTO

O gráfico da Figura 4.2 compara as trajetórias medianas (P50) de armazenamento dos reservatórios físicos das usinas hidroelétricas ao longo dos três casos.

Figura 4.2 – Evolução do EARM (mediana)



O cenário “Sem markups” se estabiliza ao redor de 25% do Volume Útil, seguindo a política operativa calculada pelo modelo (vide seção 2.6.3 no capítulo 2 para uma discussão aprofundada). O uso da água respeita seu custo de oportunidade intertemporal, evitando tanto o esvaziamento precoce quanto o acúmulo excessivo, minimizando o custo operativo.

No cenário “Sem mitigação”, observa-se um esvaziamento extremamente acentuado dos reservatórios. Os níveis caem rapidamente e permanecem próximos de 5% durante grande parte do período. Em certos momentos, a mediana se aproxima de 10%, como reflexo de um momento em que os cenários probabilísticos trazem vazões mais elevadas, mas os reservatórios estruturalmente se encontram muito abaixo do valor ótimo. Este comportamento decorre das estratégias selecionadas pelos agentes, já que os agentes hidrelétricos não valorizam a água suficientemente – deixando o reservatório esvaziar, comprometendo a segurança do suprimento e acentuando a volatilidade de preços. Trata-se de uma operação extremamente desotimizada, não apenas do ponto de vista do sistema, como também do ponto de vista do agente – já que a oferta de água a preços reduzidos não maximiza o lucro das hidrelétricas. Intuitivamente, um agente que tivesse sido mais prudente e, portanto, tivesse mais água armazenada quando o sistema se encontra em uma situação crítica (forçando um aumento de preços) seria capaz de lucrar muito mais.

Com a ativação dos mecanismos de mitigação (inclusão do agente de oferta de segurança e limites nas ofertas de preço), o cenário “Com mitigação” retorna a mediana do armazenamento a valores significativamente mais elevados, aproximando-se do caso “Sem markups”. A mitigação corrige boa parte dos incentivos que induziam ao esvaziamento precoce, e devido ao fato de que a operação anterior não levava a uma maximização do lucro para os agentes, o agente de oferta de segurança pode inclusive assumir este papel a um custo muito baixo. Na simulação realizada, toda a atuação do agente de oferta de segurança teve um custo líquido equivalente a 0,03 R\$/MWh apenas, em troca de um ganho muito substancial em segurança do sistema. Uma calibração dos parâmetros poderia fazer com que a atuação do agente de oferta de segurança resultasse até mesmo em um lucro (encargo negativo).

Estes resultados de volume armazenado corroboram as conclusões extraídas a partir dos resultados de preço, apresentadas na seção 4.4.1: os mecanismos de mitigação apresentados têm um efeito extremamente importante em limitar os impactos negativos mais extremos de um mercado excessivamente concentrado. Entretanto, levando em conta que o nível de armazenamento ainda é perceptivelmente inferior no caso “Com mitigação” em comparação com o caso “Sem markups”, pode

ser desejável complementar estas estratégias de alguma forma (vide seção 4.4.4).

4.4.3. EFEITO SOBRE O CUSTO OPERATIVO

Além dos impactos observados sobre os sinais de preço e sobre as trajetórias de armazenamento dos reservatórios, os diferentes comportamentos estratégicos dos agentes, bem como a presença de mecanismos de mitigação, afetam de forma significativa o custo percebido pelos consumidores. Nesta seção, este custo é definido como a soma dos pagamentos realizados pela demanda, subtraída da receita associada à diferença de preços entre submercados (surplus da transmissão), ao longo do horizonte simulado. Cabe ressaltar que, de acordo com a regulamentação vigente no Brasil, nem todo o surplus da transmissão é necessariamente revertido em modicidade tarifária para os consumidores.

A Tabela 4.3 resume o custo operativo agregado nos três cenários analisados. No caso **Sem markups** (caso base), o custo total médio observado ao longo dos cenários simulados no IARA é de R\$ 96,8 bilhões por ano, refletindo uma operação de despacho por custo próxima ao ótimo econômico, com uso intertemporal eficiente da água e despacho térmico limitado aos momentos estritamente necessários.

Tabela 4.3 - Custo percebido pela demanda (média de diferentes séries)

Caso	Custo Total
Sem markups	R\$ 96.8 bilhões por ano
Sem mitigação	R\$ 121.5 bilhões por ano
Com mitigação	R\$ 88.8 bilhões por ano

No caso **Sem mitigação**, a introdução simultânea de mark-ups termoeletricos, ofertas estratégicas das fontes renováveis e, sobretudo, a desvalorização da água por parte dos agentes hidrelétricos resulta em um aumento expressivo do custo operativo, que atinge cerca de R\$ 121,5 bilhões por ano, correspondendo a um acréscimo da ordem de 26% em relação ao caso base. Esse aumento decorre principalmente pelo esvaziamento precoce dos reservatórios, o que se traduz em um despacho termoeletrico elevado e níveis de preços persistentemente altos. Trata-se, portanto, de uma operação simultaneamente ineficiente do ponto de vista físico e econômico, com custos adicionais para a demanda e maior exposição ao exercício de poder de mercado.

Por outro lado, no caso **Com mitigação**, o custo percebido pela demanda é reduzido para aproximadamente R\$ 88,8 bilhões por ano, valor cerca de 8% inferior ao caso base e substancialmente menor do que o observado no cenário Sem mitigação. Esse resultado reflete dois efeitos centrais dos mecanismos de mitigação implementados: (i) a limitação dos mark-ups termoeletricos, que inibe elevações artificiais de preço e o exercício de poder de mercado pelo Agente que possui elevada participação na capacidade termoeletrica; e (ii) a correção dos incentivos que levam ao esvaziamento precoce dos reservatórios, aproximando a operação hidrelétrica daquela observada no cenário Sem markups.

A disposição dos geradores hidroelétricos de aceitar a gerar a um custo mais baixo neste caso se traduz em um custo menor para a demanda, ao troco de um volume armazenado ligeiramente inferior ao caso base. Contudo, a modelagem da demanda do ACL como parcialmente elástica também tem um papel importante nesta economia, pois corrobora para que o volume armazenado reduzido não resulte em cenários de déficit. É de se esperar que, com sinais de preço mais adequados, de fato a demanda do mercado livre torne-se mais responsiva aos sinais de preço, mas há uma incerteza nesse parâmetro que

deve ser explorada com mais profundidade no futuro.

A análise dos resultados da simulação por série e cenários hidrológico de forma individual indica que os efeitos dos dois cenários com markups mitigação não são homogêneos. A característica dos agentes hidrelétricos ofertarem abaixo do valor da água tem impactos mais profundos na operação física quando a água no presente vale pouco (ou seja, estações onde a hidrologia é muito favorável): nestes casos, o cenário Sem mitigação tende a levar a um esvaziamento bastante significativo dos reservatórios, ao passo que o cenário A há uma gestão mais prudente. Em cenários em que a água no presente já possui um valor elevado, os deságios aplicados pelos agentes hidrelétricos em geral não mudam significativamente a posição relativa das hidrelétricas e termelétricas na ordem de mérito, e, portanto, há menos diferença na decisão operativa física entre os cenários A e B - embora os markups termelétricos do cenário B levem a um custo total maior e consequentemente um lucro mais elevado para os agentes.

A presença dos mecanismos de mitigação no cenário C tem, portanto, dois impactos importantes: (i) reduz o lucro dos agentes termelétricos que ofertam preços muito superiores a seu custo (evitando despesas para o consumidor) em cenários de hidrologia média e baixa, e (ii) evita o esvaziamento dos reservatórios nos cenários de hidrologia favorável, aproximando a operação do que é observado no cenário A.

4.4.4. POSSÍVEIS APRIMORAMENTOS AOS MECANISMOS DE MITIGAÇÃO

Como indicado no início deste capítulo, o presente exercício representa um “teste de estresse” em que nenhum dos potenciais benefícios do mecanismo baseado em ofertas é contabilizado, e em que os seus principais pontos fracos são colocados particularmente em evidência, com um mercado particularmente concentrado, sujeito a estratégias adversas dos agentes e que sequer correspondem à estratégia que maximizaria o lucro desses mesmos agentes. Como esperado, estes resultados sugerem que o sistema estaria bastante vulnerável caso não houvesse nenhum mecanismo de mitigação aplicado, e que um mecanismo de mitigação (ainda que com características *ad hoc*) é capaz de reduzir substancialmente os cenários de *downside* observados.

Embora o mecanismo de mitigação apresentado não tenha sido capaz de restaurar plenamente os resultados originais do mercado “Sem markups” nestas simulações apresentadas, é de se esperar que, caso esta fosse a prioridade das autoridades e instituições do setor elétrico, seria possível construir uma estratégia para o agente de oferta de segurança que levasse a um resultado deste tipo. A melhor estratégia, entretanto, muito provavelmente não seria focar unicamente em aumentar a responsabilidade do agente de oferta de segurança – já que isto aumenta o risco de ocorrência de algum erro na estratégia de comercialização, que provavelmente levaria a um repasse de custos ao consumidor. Em vez disso, é possível adotar uma estratégia mista:

- Reduzir barreiras à entrada para novos agentes, notando que um mercado com um número maior de participantes sempre envolverá um menor poder de mercado de cada agente (aproximando-se da competição perfeita).
- Promover treinamentos (disseminação do conhecimento) e investir na credibilidade do mercado a longo prazo, assim minimizando o risco de que agentes irão adotar a estratégia de fazer ofertas abaixo do valor da água (que não levam à maximização de lucro).
- Implementar uma parametrização mais adequada para o mecanismo de validação de ofertas (possivelmente os limites propostos, de 120% do CVU ou $P_{max_{min}}$ tenham sido demasiado generosos).
- Implementar uma parametrização mais adequada para a atuação do agente de ofertas de

segurança (que evidentemente também seria uma componente importante da estratégia).

A expectativa é que, com mais pesquisas e explorações de diferentes parametrizações do agente de ofertas de segurança e de cenários para a composição do mercado de agentes ofertantes (mais ou menos concentrado e com estratégias mais ou menos conservadoras), será possível ter mais clareza a respeito das prováveis consequências de cada um dos caminhos possíveis. A partir deste levantamento técnico, que pode incluir uma série de refinamentos metodológicos como indicado na seção 2.6.3, o caminho para a parametrização da estratégia do agente de ofertas de segurança passaria pelas instâncias de governança já existentes no setor elétrico brasileiro atual, como o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – que teriam a responsabilidade de selecionar entre os diferentes *tradeoffs* mapeados a estratégia mais recomendada.

5.Resposta Ótima dos Agentes e Equilíbrio Endógeno

O objetivo deste capítulo é sinalizar que as estratégias dos agentes podem ser tratadas de forma **endógena** (isto é, consequência direta da própria estrutura de proprietários do sistema apresentada na seção 2.3), no lugar de assumir exogenamente um conjunto de estratégias pré-estabelecido, como apresentado na seção 4.2.3. Isto significa que, a partir da aplicação de conceitos de teoria dos jogos, não é necessário tratar as estratégias dos agentes como uma fonte adicional de incerteza.

Esta representação de equilíbrio endógeno, entretanto, assume como hipótese subjacente que os agentes são racionais e buscam maximizar o seu lucro, como discutiremos nas seções a seguir. Isto significa que algumas estratégias, como por exemplo o efeito de os agentes sistematicamente subestimarem o valor futuro da água (como destacado na seção 4.2.3), seriam automaticamente descartadas neste exercício. Por sua vez, uma interpretação ao pé da letra da metodologia de equilíbrio endógeno poderia levar à conclusão de que os mecanismos de proteção à segurança de suprimento não são necessários – já que os agentes nunca fazem ofertas abaixo do valor da água. Mesmo os mecanismos de validação de ofertas, focados no problema do poder de mercado, só têm um papel importante em mercados mais concentrados (com poucos agentes em uma dinâmica de oligopólio), já que em mercados mais pulverizados o resultado de equilíbrio endógeno tende a ser muito próximo do que resultaria de uma situação de competição perfeita, ou da tomada de decisão por um operador central com informação perfeita.

Ainda que o equilíbrio endógeno “padrão” tenda a apontar que há pouca necessidade de aplicação dos mecanismos de mitigação explorados no capítulo 4, na opinião dos consultores esta seria uma conclusão incorreta. Afinal, o espaço de possibilidades para o equilíbrio endógeno é muito amplo, e se fosse viável representar todos os diferentes cenários em termos de aversão ao risco, preferência pelo presente, e contratos já firmados por todos os agentes do sistema, seria possível identificar diversas situações em que os mecanismos de mitigação seriam acionados. Além disso, levando em conta que os mecanismos de mitigação são capazes de proteger contra situações mais adversas e inesperadas e permanecem praticamente inócuos em outras situações, é prudente que estes mecanismos sejam implementados, resultando em um desenho significativamente mais robusto.

Devido a estas considerações, optou-se por não incluir este último cálculo, envolvendo o equilíbrio endógeno, na sequência de simulações utilizando o sistema elétrico brasileiro apresentada neste relatório. A metodologia é apresentada neste capítulo de forma conceitual, e espera-se que em explorações futuras do desenho de mecanismo, antes da implementação efetiva do mecanismo baseado em ofertas no sistema elétrico brasileiro (como recomendado na seção 4.4.4), o equilíbrio endógeno tenha um papel importante. Afinal, esta metodologia permite construir uma conexão direta entre as preferências dos agentes e suas estratégias, além de demonstrar explicitamente como aumentar a competição no mercado reduz os mark-ups dos agentes e aproxima o resultado do equilíbrio de mercado competitivo.

5.1.FUNDAMENTOS

5.1.1.CONCEITO DE EQUILÍBRIO DE NASH

Quando diversos agentes atuam em um mesmo mercado e suas decisões afetam umas às outras, suas

escolhas deixam de ser puramente técnicas e passam a ser estratégicas. Cada agente precisa tomar suas decisões levando em conta não apenas seus próprios objetivos, mas também o que espera que seus concorrentes façam. Essa dinâmica é presente em qualquer circunstância na qual diferentes *players* tomam decisões de maneira simultânea e interdependente, com os resultados individuais de cada um deles sendo consequência não apenas das suas próprias decisões, mas também dos demais competidores. Em mercados elétricos atacadistas com formação de preços por ofertas, não é diferente: os geradores competem para atender a demanda dos consumidores e, ao realizar a sua oferta de venda no mercado, cada um deles sabe que sua decisão influenciará o despacho, o preço de liquidação e, portanto, o seu próprio resultado econômico, assim como as decisões tomadas por todos os demais geradores do sistema. Assim, formular uma oferta adequada exige antecipar o comportamento dos demais participantes.

Nesse contexto, é fundamental entender a ideia de equilíbrio de Nash [20], um dos conceitos mais fundamentais da teoria dos jogos. Um equilíbrio de Nash representa uma situação em que cada agente está tomando a melhor decisão possível **dadas as decisões dos demais**. Em outras palavras, trata-se de um conjunto de estratégias – uma para cada participante – tal que nenhum agente tenha incentivo a alterar unilateralmente a sua própria decisão. Para qualquer um dos *players*, se todos os demais permanecessem fazendo exatamente o que estão fazendo, mudar de estratégia não traria ganhos adicionais.

É importante notar que esse equilíbrio não necessariamente corresponde ao melhor resultado coletivo, nem ao mais eficiente do ponto de vista do bem-estar social. Ele reflete, acima de tudo, um ponto de estabilidade estratégica: uma configuração de decisões em que nenhum dos agentes tem incentivos individuais para agir de maneira diferente.

5.1.2. EXEMPLO DE EQUILÍBRIO DE NASH EM ESTRATÉGIAS DISCRETAS

Para ilustrar o conceito de equilíbrio de Nash de maneira simples e intuitiva, é útil recorrer a exemplos clássicos de teoria dos jogos com poucos agentes, nos quais estes competidores possuem um leque limitado de estratégias discretas (por exemplo, dois *players* com duas possíveis decisões cada um). Um dos casos tradicionalmente utilizados para ilustrar o conceito de equilíbrio de Nash e seu recorrente contraste com o que seria o ótimo social é o jogo de “*Hawk and Dove*” (“Falcão e Pomba”) [21]. Esse jogo descreve situações nas quais dois agentes competem por um recurso valioso, mas enfrentam um *trade-off* entre agir de maneira agressiva ou cooperativa/conciliadora. Embora seja um modelo extremamente simples, ele captura a essência das interações estratégicas: a melhor decisão de cada agente depende diretamente da decisão tomada pelo outro.

Nesta situação, cada agente deve escolher entre duas estratégias:

- *Hawk*: comportamento agressivo, que busca garantir o recurso a todo custo.
- *Dove*: comportamento pacífico, evitando conflitos custosos.

Suponha que o recurso em disputa tenha valor V , e que um conflito entre dois agentes que escolhem ser agressivos e disputá-lo (“*Hawk*”) imponha um custo C dividido igualmente entre eles ($C/2$ para cada um). O jogo pode ser representado por uma matriz de *payoffs*, que mostra o ganho (ou perda) que cada agente recebe dependendo da combinação de estratégias. Um exemplo típico é o seguinte:

- Se ambos escolhem “*Hawk*”, ocorre um conflito. Cada agente tem 50% de chance de ganhar o recurso (isto é, o valor esperado da recompensa de cada um é $V/2$), mas ambos arcam com o custo do conflito independente do resultado. O *payoff* esperado para ambos é dado por $V/2 -$

$C/2$;

- Se um escolhe “Hawk” e o outro “Dove”, o agente mais agressivo ganha automaticamente o recurso ($\text{payoff} = V$), sem necessidade de conflito, e o pacífico não ganha nada ($\text{payoff} = 0$);
- Finalmente, se ambos escolhem “Dove”, também não há conflito e ambos os agentes dividem o recurso ou partilham o benefício de maneira equivalente, com payoff de $V/2$ para cada.

Com isso, a matriz de *payoffs* pode ser representada da seguinte forma (onde o primeiro elemento nos parênteses de cada célula representa o resultado para o agente 1, das linhas, enquanto o segundo elemento representa o resultado para o agente 2, das colunas):

Tabela 5.1 – Matriz de *payoff* do jogo de “Hawk and Dove”

		Agente 2	
		Hawk	Dove
Agente 1	Hawk	$\left(\frac{V-C}{2}, \frac{V-C}{2}\right)$	$(V, 0)$
	Dove	$(0, V)$	$\left(\frac{V}{2}, \frac{V}{2}\right)$

O equilíbrio de Nash desse jogo depende da relação entre o valor do recurso (V) e o custo do conflito (C). Supondo $C > V$, isto é, que o custo total do conflito supere o próprio valor do prêmio em disputa – uma situação que pode acontecer em mercados e circunstâncias reais –, pode-se analisar as melhores respostas de cada agente da seguinte maneira:

- Se o agente concorrente optar pela estratégia “Hawk”, a melhor resposta não é responder com “Hawk” (pois, neste caso, o *payoff* esperado é negativo quando $C > V$). A melhor alternativa é escolher “Dove”, com *payoff* nulo;
- Se o outro escolher “Dove”, a melhor resposta é “Hawk”, já que, neste caso, o *payoff* V é maior do que $V/2$.

Essa lógica leva a um jogo com dois equilíbrios de Nash possíveis:

- (H, D): o primeiro agente joga “Hawk”, o segundo joga “Dove”;
- (D, H): o primeiro joga “Dove”, o segundo joga “Hawk”.

Note que, em ambos os casos, nenhum dos agentes tem incentivo para mudar unilateralmente sua estratégia. Se o agente que está jogando “Hawk” decidisse mudar para “Dove”, teria seu resultado reduzido de V para $V/2$. Se o agente que está jogando “Dove” alterasse sua estratégia para “Hawk”, enfrentaria um conflito muito custoso e teria seu *payoff* reduzido de zero para $(V - C)/2$ negativo.

O jogo, portanto, exemplifica perfeitamente o conceito de equilíbrio de Nash em decisões discretas: a melhor ação de cada agente depende da ação do outro, e os equilíbrios são aqueles pontos em que essas melhores respostas se encontram e nenhum agente possui incentivo para alterar sua estratégia. Importante ressaltar, ainda, que nem sempre as configurações de equilíbrio, apesar de estáveis sob o ponto de vista estratégico – isto é, consistentes com os incentivos individuais de cada participante –, representam o ótimo social, sob uma perspectiva coletiva. Em diversos jogos, o equilíbrio de Nash descreve um resultado no qual todos os agentes estão tomando a melhor decisão possível dadas as ações dos demais concorrentes, mas esse resultado é inferior ao que poderiam alcançar se coordenassem suas decisões ou se pudessem firmar compromissos de maneira conjunta. O exemplo

mais conhecido é o “Dilema do Prisioneiro” [21], no qual cada jogador, agindo racionalmente e buscando maximizar seu próprio *payoff*, escolhe uma estratégia que leva ambos a um desfecho pior do que aquele que seria obtido caso cooperassem. Assim, o equilíbrio de Nash é uma referência fundamental para compreender comportamentos e incentivos individuais e mostrar como ações estratégicas podem, em determinadas situações, não garantir eficiência coletiva, revelando o contraste frequente entre racionalidade individual e bem-estar coletivo.

5.2.EQUILÍBRIO DE FUNÇÕES OFERTA EM UM ÚNICO PERÍODO

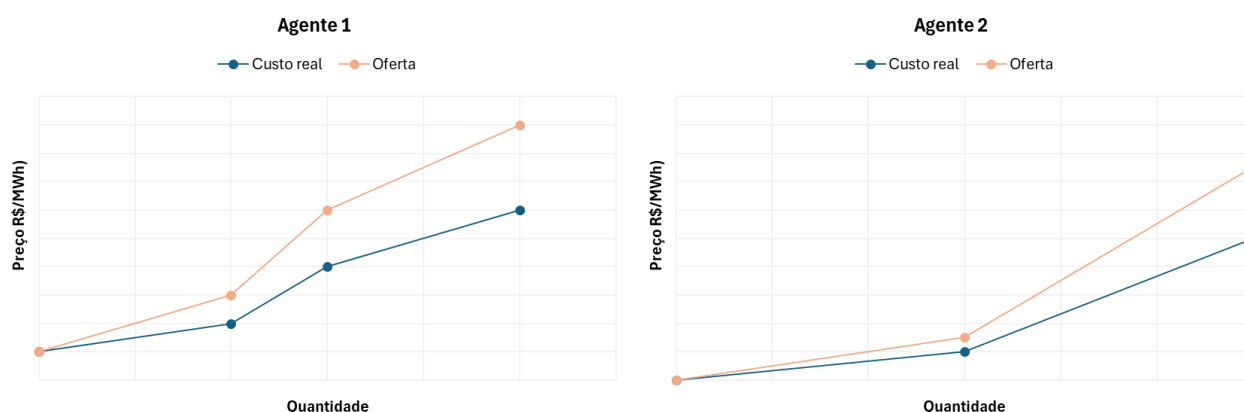
Os conceitos de interações estratégicas e equilíbrios de Nash podem ser base também para análise sobre o comportamento de agentes em mercados elétricos atacadistas. Em ambientes de formação de preços por ofertas, nos quais geradores informam livremente ao operador do mercado o preço que desejam cobrar pela sua energia, é primordial que se busquem maneiras de compreender como esses agentes tendem a se comportar quando suas decisões afetam e são afetadas pelas decisões dos demais concorrentes. Ou seja, é preciso entender qual seria o equilíbrio estratégico do mercado, a partir do qual nenhum gerador possui incentivo para alterar unilateralmente a sua curva de oferta.

Uma das abordagens mais influentes para esse tipo de análise é a teoria do *Supply Function Equilibrium* (SFE), desenvolvida inicialmente por Klemperer e Meyer em 1989 [22]. Essa teoria parte da premissa de que cada agente não oferta no mercado apenas um preço pontual, mas sim uma função oferta completa, especificando pares preço-quantidade que representam seu comportamento ao longo de diferentes níveis de despacho – dinâmica observada em diversos mercados elétricos atacadistas ao redor do mundo, nos quais geradores declaram curvas ascendentes de oferta para cada período de operação.

A ideia central do SFE é investigar como um gerador racional, consciente de que suas decisões influenciam o preço de mercado e de que os demais agentes também competem estrategicamente, determinaria sua curva de oferta no mercado de maneira a maximizar seu resultado esperado. A partir dos resultados, pode-se contrastar a curva ofertada por cada agente com as suas curvas de custo real, que podem apresentar diferentes inclinações e, portanto, preços diferentes dos custos reais (para uma mesma quantidade/nível de despacho). Na condição de equilíbrio de mercado, a função de oferta escolhida por cada agente deve ser a sua melhor resposta às funções oferta dos demais participantes. Isso frequentemente leva a curvas de oferta mais inclinadas do que suas curvas de custo real, refletindo a incorporação de *markups* estratégicos. Esses *markups* são especialmente relevantes (e potencialmente acentuados) em mercados com menor competição, maior concentração ou presença de restrições operativas que conferem poder de mercado localizado aos *players*.

Assim, a teoria de SFE fornece um quadro conceitual útil para analisar o comportamento estratégico de geradores em ambientes de despacho sujeito a incertezas de demanda, que permite avaliar não apenas a presença ou ausência de exercício de poder de mercado, mas também a sua magnitude. Apesar de a formulação matemática completa exigir modelagens sofisticadas – normalmente apresentadas em trabalhos especializados – o conceito é intuitivo: cada gerador ajusta a sua curva de oferta para encontrar um ponto de equilíbrio no qual nenhum agente se beneficie ao alterar sozinho sua estratégia, potencialmente incorporando *markups* frente às suas curvas de custo real. A Figura 5.1 apresenta um exemplo ilustrativo para dois agentes com curvas distintas.

Figura 5.1 – Exemplo de funções de oferta estratégicas



Para explorações mais profundas sobre o tema, uma referência fundamental é o artigo original de Klemperer & Meyer [22], que formaliza o conceito de equilíbrio de funções oferta sob incertezas de demanda. O tema é explorado também por diversos outros autores sob diferentes perspectivas [23] [24] [25], inclusive através de comparações com outros modelos de equilíbrio, como Bertrand e Cournot [26]. A dissertação de mestrado de Marcelo Moraes Resende [27] apresenta uma revisão detalhada da literatura e discute explicitamente aplicações da teoria de SFE a mercados elétricos, incluindo metodologias modernas para encontrar equilíbrios de funções de oferta e interpretações econômicas relevantes. A dissertação de mestrado de Bruno Peixoto [28] apresenta um arcabouço iterativo para resolução do SFE em mercados com curvas de custos e de ofertas lineares por partes.

5.3. REPRESENTAÇÃO NO SOFTWARE IARA

No software IARA, a função `train_nash_equilibrium_model` pode ser utilizada para construir a curva de ofertas para um único período (ou condição inicial), seguindo a metodologia descrita na seção 5.2.

Para uma simulação multiperíodo, na prática é necessário convergir um equilíbrio de Nash para cada *etapa* da trajetória simulada, levando em conta que as condições iniciais de volume armazenado nos reservatórios e de aflúncias no período anterior (para fins de modelo autorregressivo, como indicado na seção 2.2.1.3) influenciam as estratégias de *todos* os agentes.

Este equilíbrio de Nash período a período, embora computacionalmente custoso, está implementado como parte da função `market_clearing`, mesma função utilizada para realizar as simulações apresentadas no capítulo 4. A principal distinção é se a base de dados está configurada para trabalhar com “ofertas heurísticas” (metodologia descrita no capítulo anterior, envolvendo mark-ups exógenos) ou “equilíbrio de Nash” (metodologia descrita neste capítulo).

Executando o equilíbrio de Nash, o comportamento estratégico dos agentes tem um **efeito previsível** que resulta das propriedades teóricas do caso:

- Agentes geradores (não 100% contratados) percebem a influência da sua oferta sobre o preço, e, portanto, buscarão **deslocar a sua curva de oferta para cima** (quantidades vendidas menores / custos declarados maiores), para aumentar o preço.
- Agentes consumidores (não 100% contratados) também percebem a influência da sua oferta sobre o preço, e, portanto, buscarão **deslocar a sua curva de demanda para baixo** (quantidades compradas menores / disposições a pagar menores), para reduzir o preço.

6. Conclusões

Este relatório representa o “lançamento oficial” do software IARA e de uma base de dados de “ponto de partida” descrevendo o sistema elétrico brasileiro. Desta forma, um de seus objetivos é descrever de forma didática e acessível as principais funcionalidades do software, como elas foram aplicadas à base de dados disponibilizada publicamente, e quais as principais hipóteses subjacentes e pontos de atenção para que outros grupos possam dar continuidade às análises iniciadas neste projeto.

No capítulo 2, foi possível demonstrar que o IARA obtém resultados razoáveis e que correspondem bem aos fundamentos de otimização estocástica adotados pelo software. Também foi feita uma análise crítica e transparente de onde poderia haver aprimoramentos na representação física do modelo, de modo a obter resultados mais aderentes com as práticas operativas adotadas atualmente pelo Brasil.

No capítulo 3, foram exploradas diferentes metodologias de contabilização: a contabilização “atual”, “dupla pura”, e “reservatórios virtuais”. Levando em conta que, como apresentado no relatório e.11.r [1], muito provavelmente a mudança no mecanismo de contabilização seria uma das primeiras iniciativas recomendadas para o setor elétrico brasileiro a partir das conclusões do projeto Meta II Formação de Preço, este exercício é particularmente valioso por permitir explorações adicionais e simulação de cenários alternativos pelas instituições e agentes de mercado. De um modo geral, os principais benefícios são:

- Redução perceptível no encargo pago pelos consumidores: esta componente, correspondente a 7 bilhões de reais por ano na contabilização “atual” para corrigir distorções da formação de preço, desaparece nos cenários de contabilização “dupla pura”, e “reservatórios virtuais”
- Demonstração de que a contabilização “reservatórios virtuais” tem a capacidade de devidamente internalizar as externalidades das cascatas, representando uma redistribuição entre os principais agentes hidrelétricos do sistema da ordem de 6 bilhões de reais por ano em comparação com a contabilização “dupla pura” (sujeita às externalidades das cascatas)
- Relativamente pouca alteração nos montantes totais de fluxos financeiros: em todos os três cenários simulados, o valor total recebido pelos geradores ficou entre R\$ 96 bilhões por ano e R\$ 97 bilhões por ano, sugerindo algum grau de robustez deste resultado (ainda que dependente do balanço oferta-demanda do sistema)
- Destaque para o grande benefício de uma resposta da demanda a preços, que na prática dependeria de uma revisão do preço-teto (i.e. embora esta resposta tenha feito parte das três simulações, ela só estaria de fato disponível na contabilização “dupla pura” e “reservatórios virtuais”) – evidenciado pelo fato de o agente responsivo a preços ter um custo médio de compra de energia da ordem de 50% inferior, com um benefício correspondente ao custo de operação

O capítulo 4 ilustra como o IARA é capaz de representar a atuação estratégica por parte dos agentes e os mecanismos de mitigação, bem como seus impactos sobre os resultados de mercado. A construção apresentada foca em um cenário *hipotético* para as estratégias que os agentes adotariam ao ter a liberdade de submeter ofertas, e também um cenário hipotético para quais seriam os mecanismos de mitigação introduzidos pelas instituições, levando assim a um cenário “sem mitigação” e um cenário “com mitigação” adicionalmente ao cenário “sem mark-ups” explorado até aqui. Estas explorações resultaram:

- Na ausência de mecanismos de mitigação e presença das ofertas distorcidas observadas nos cenários simulados, há uma desestabilização do sistema: a receita total dos agentes geradores aumenta de R\$ 97 bilhões por ano para R\$ 122 bilhões por ano, e o nível dos reservatórios se

- reduz de uma mediana de 25% para cerca de 8%.
- Os mecanismos de mitigação são bem-sucedidos em mitigar substancialmente estes efeitos distorcivos: a receita total dos agentes geradores reduz-se para R\$ 89 bilhões por ano, e os reservatórios se recuperam, atingindo um nível próximo de 20% na mediana. Estes resultados são muito mais próximos do cenário sem markups (isto é, sem qualquer atuação estratégica por parte dos agentes) do que do cenário sem mitigação, indicando que os mecanismos de mitigação tiveram o efeito esperado.
 - Na prática, a estratégia dos agentes dependerá das suas expectativas de lucro, e os mecanismos de mitigação seriam desenhados a partir de simulações e análises cuidadosas da realidade do mercado brasileiro de modo a atingir o seu máximo grau de efetividade. Apesar destas complexidades para o cálculo do que seria o equilíbrio, destaca-se que mesmo um mecanismo de mitigação apenas parcialmente calibrado foi bem-sucedido em eliminar os extremos observados em uma situação de oligopólio com comportamentos estratégicos dos agentes.

O capítulo 5 explica os conceitos de Equilíbrio de Nash e de *Supply Function Equilibrium*, e apresenta conceitualmente como estas metodologias são aplicadas dentro do software IARA e as principais intuições por trás da sua aplicação. Embora o Equilíbrio de Nash não tenha feito parte das simulações quantitativas apresentadas neste relatório, ele representa uma forma natural de se representar um equilíbrio *endógeno* do mercado, isto é, um equilíbrio que *resulta* da dinâmica entre agentes heterogêneos atuando em um mesmo mercado. Levando em conta que as estratégias dos agentes nunca são *fixas*, e sim dependem do contexto em que aquele agente está inserido e do espaço de estratégias que podem ser adotadas pelos outros agentes, este tipo de análise de equilíbrio endógeno tem um grande potencial de uso em explorações dos efeitos prováveis da descentralização. Da mesma forma que estratégias de *Supply Function Equilibrium* foram usadas para avaliar equilíbrios de mercado prováveis no Reino Unido com a liberalização do mercado [25][24], elas poderiam ter um papel importante também em avaliações similares no Brasil.

7.Referências

- [1] PSR, META, and B. Mundial, “Impactos regulatórios e legados (Produto e.10.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2025. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [2] PSR, META, and B. Mundial, “Mitigação de Poder de Mercado (Produto e.7.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [3] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Proteção à Segurança de Suprimento (Produto e.8.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” Aug. 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>. [Accessed: Oct. 16, 2025]
- [4] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning,” *Math Program*, vol. 52, no. 1–3, pp. 359–375, 1991, doi: 10.1007/bf01582895
- [5] O. Dowson, “The policy graph decomposition of multistage stochastic programming problems”, Available: <https://optimization-online.org/wp-content/uploads/2018/11/6914.pdf>
- [6] M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto, “A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems,” *Ieee T Power Ap Syst*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3851–3860, 1982, doi: 10.1109/tpas.1982.317035
- [7] M. E. P. Maceira, J. M. Damázio, and D. D. J. Penna, “Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão para o Planejamento da Operação Energética,” 2006. Available: <https://scispace.com/pdf/geracao-de-cenarios-sinteticos-de-energia-e-vazao-para-o-34mgqextw5.pdf>
- [8] J. A. Dias, G. Machado, A. Soares, and J. D. Garcia, “Modeling Multiscale Variable Renewable Energy and Inflow Scenarios in Very Large Regions with Nonparametric Bayesian Networks,” *Arxiv*, 2020, doi: 10.48550/arxiv.2003.04855
- [9] I. Staffell and S. Pfenninger, “Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,” *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, 2016.
- [10] F. Treistman, L. de S. Khenayfis, and D. D. J. Penna, “GHCen: a stochastic-conceptual approach for generating synthetic streamflow scenarios,” 2023, doi: 10.1590/2318-0331.282320230116
- [11] V. Yevjevich, “Stochastic Processes in Hydrology”.
- [12] K. W. Hipel and A. I. McLeod, “Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems”.

- [13] M. V. Perreira, G. C. Oliveira, J. Kelman, and C. G. C. Costa, “Stochastic Streamflow Modelling for Hydroelectric Systems,” *Water Resources Research*, vol. 20, no. 3, pp. 379–390, 1984.
- [14] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Oferta (Produto e.6.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [15] O. Dowson and L. Kapelevich, “SDDP.jl: a Julia package for stochastic dual dynamic programming,” *INFORMS Journal on Computing*, vol. 33, no. 1, pp. 27–33, 2021.
- [16] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por custo (Produto e.2.r1) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [17] Coase and H. Ronald, “The Problem of Social Cost,” *Journal of Law & Economics*, vol. 3, no. 1, pp. 1–44, 1960, doi: 10.1086/466560
- [18] J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, S. Granville, M. C. A. Lima, and S. Alvarenga, “Assessment of transmission cost recovery applying marginal pricing in hydrothermal power systems,” *Electr Pow Syst Res*, vol. 41, no. 1, pp. 67–74, 1997, doi: 10.1016/s0378-7796(96)01161-3
- [19] PSR, META, and B. Mundial, “Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço (Produto e.4.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [20] J. Nash, “Non Cooperative Games,” *The Annals of Mathematics*, vol. 54, no. 2, pp. 286–295, 1951, Available: <http://www.jstor.org/stable/1969529>
- [21] R. D. Luce and H. Raiffa, “Games and Decisions: Introduction and Critical Survey,” 1957.
- [22] P. D. Klemperer and M. A. Meyer, “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty,” *Econometrica*, vol. 57, no. 6, p. 1243, 1989, doi: 10.2307/1913707
- [23] R. Baldick and W. Hogan, “Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets: Stability, Non-Decreasing Constraints, and Function Space Iterations,” *Program on Workable Energy Regulation (POWER)*, 2002.
- [24] R. Baldick, R. Grant, and E. Kahn, “Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets,” *J. Regul. Econ.*, vol. 25, no. 2, pp. 143–167, 2004, doi: 10.1023/b:rege.0000012287.80449.97
- [25] P. Holmberg and D. Newberry, “The Supply Function Equilibrium and Its Policy Implications for Wholesale Electricity Auctions,” *SSRN Electron. J.*, 2009, doi: 10.2139/ssrn.1680921
- [26] B. Willems, I. Rumiantseva, and H. Weigt, “Cournot Versus Supply Functions: What Does the Data Tell Us?,” *SSRN Electron. J.*, 2007, doi: 10.2139/ssrn.1010074

[27] M. M. Resende, “Equilíbrios De Nash em Mercados Elétricos com Funções de Oferta Quadráticas Cotadas,” PUC-Rio, 2023.

[28] B. Peixoto, “Uma metodologia iterativa para análise do equilíbrio em mercados elétricos atacadistas por ofertas,” PUC-Rio, 2025.