

META II FORMAÇÃO DE PREÇO

PRODUTO e.6.r

Mecanismo de Formação de Preço por Oferta

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



Índice de conteúdo

Lista de siglas.....	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. Fundamentos	8
2.1. A base do modelo por ofertas: informações dos agentes.....	8
2.2. Elementos incorporados na proposta de preço por oferta	9
2.3. Elementos a endereçar em entregáveis futuros.....	14
2.4. Estrutura base das etapas de despacho e formação de preço.....	19
2.5. Visão geral das modalidades de oferta	23
3. Explorando ofertas independentes VS de perfil	27
3.1. Formulação base do problema de fechamento do mercado	34
3.2. Problema multi-horário e ofertas de perfil.....	27
3.3. Representação de complexidades adicionais	32
4. Adicionando restrições às ofertas de perfil	40
4.1. Motivação e fundamentos	40
4.2. Restrição de complementariedade.....	43
4.3. Restrição de acionamento mínimo	45
4.4. Restrição de precedência	46
4.5. Exemplos práticos de ofertas multi-horárias	50
5. Introduzindo reservatórios virtuais	59
5.1. Motivação e tradeoffs do mecanismo de reservatório virtual	59
5.2. Um exemplo prático	62
5.3. Fundamentos para o mecanismo de reservatório virtual	66
5.4. Construindo o mecanismo de alocação passo a passo	71
5.5. Considerações adicionais.....	79
5.6. Consolidando a formulação com reservatórios virtuais.....	85
5.7. Caracterizando as funções que compõem o problema.....	87
5.8. O quão agregados devem ser os reservatórios virtuais?.....	88
6. Conclusões	93
6.1. Síntese de recomendações	93
6.2. Matriz de risco	94
7. Referências.....	99

Lista de siglas

Sigla	Significado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIM	Comitê de Implantação da Modernização do Setor Elétrico
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
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
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, em função de características específicas do sistema elétrico brasileiro: a forte predominância hidroelétrica com grandes reservatórios em cascata, que deu origem a 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 tem 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 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 (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 as 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

Este relatório possui o objetivo de apresentar uma proposição de um mecanismo de formação de preços por oferta que atenda as particularidades do setor elétrico brasileiro e que possa conviver com o despacho ótimo das usinas hidrelétricas. Nesse sentido, é realizado um mapeamento dos principais impactos e obstáculos para a implantação do mecanismo proposto e apresentada uma discussão inicial qualitativa sobre os desafios relacionados à implementação da proposta no desenho institucional brasileiro, como endereçado na seção 6.2. Em particular no que diz respeito à importância de elementos de monitoramento e mitigação de poder de mercado e de elementos de monitoramento e prevenção de risco sistêmico, estes temas são endereçados na seção 2.3.1 e serão objeto de relatórios futuros (Relatório 7 e 8 (entregáveis e.7.r e e.8.r))[1] [2] .

Similarmente, elementos de implementação que merecem ser endereçados incluem a necessidade de base legal e regulatória para a implementação do novo desenho de mercado proposto, como possíveis conflitos ou anti-sinergias entre o paradigma de mercado baseado em ofertas proposto e outras propostas de aprimoramento regulatório ou reformas de mercado, questões regulatórias e comerciais associados à existência de contratos legados (que blindam alguns agentes de determinadas fontes de risco) e formas de mitigar os impactos negativos destes arranjos atuais no contexto de uma migração a esse novo paradigma de mercado baseado em ofertas. Todos estes elementos serão objeto de entregáveis futuros, em particular o Relatório 9 e 10 (entregáveis e.9.r e e.10.r)[3] .

Adicionalmente, esse relatório tem o intuito de endereçar temas transversais à aplicação de um mecanismo de formação de preços por oferta: (i) adoção da liquidação dupla, com a explicação detalhada da operação do mercado físico e do mercado financeiro que englobam os contratos e ofertas submetidas; e (ii) adequações aos limites de preços. Ainda, é introduzida uma série de possibilidades para o tratamento, diferenciado ou não, do formato das ofertas a ser adotado, levando em consideração as diferentes características físicas entre as tecnologias¹ e a necessidade de construir um modelo de equilíbrio.

De maneira complementar, esse relatório tem como propósito expor como se daria o calendário de sucessão de eventos de operação rotineira, incluindo o recebimento e agregação das ofertas dos agentes, execução de modelo para o fechamento do mercado (*market clearing*), qual seria o papel do operador para ajustes em tempo real no despacho físico, e, por fim, a conciliação financeira associada ao despacho físico efetivamente observado.

Finalmente, dado o contexto particular do Brasil de elevada participação hídrica na sua matriz de geração

¹ Foram considerados (i) agentes consumidores, (ii) fontes renováveis variáveis (solar e eólica), (iii) geradores termelétricos com despacho pré-definido (inflexível), (iv) geradores flexíveis, (v) agentes não detentores de ativos físicos.

e cascatas complexas com múltiplos proprietários, esse documento tem a finalidade de apresentar uma proposta de tratamento para as usinas hidrelétricas com reservatório em um paradigma de formação de preços por ofertas. Dessa forma, apresenta-se o conceito de reservatórios virtuais por meio da plena alocação dos direitos de propriedade associados a determinado reservatório e um agente do sistema, assim como aborda o endereçamento a ser dado para o atual Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) dada a transição para um mecanismo de oferta de preços.

1.4. ESTRUTURA DESTE RELATÓRIO

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

- O Capítulo 2 apresenta os fundamentos do paradigma de preços por oferta, que se baseiam na consideração da informação dos agentes, assim como elementos considerados “imprescindíveis” (pelo levantamento realizado no Relatório 4 (entregável e.4.r)[4] para tratamento nesse contexto: revisão dos limites de preço e a introdução de uma liquidação dupla. Ainda, o capítulo expõe, de forma preliminar, a necessidade de estabelecimento de mecanismos de mitigação de riscos e monitoramento de mercado, de forma a prevenir riscos de exercício de poder de mercado, garantir a segurança do suprimento e evitar risco sistêmico. Por fim, o capítulo detalha a estruturação das etapas de despacho nos mercados do dia seguinte (ex-ante) e de balanço (ex-post).
- O Capítulo 3 expõe a formulação base do problema de fechamento de mercado considerando as ofertas dos agentes em um paradigma de formação de preços por oferta. Ainda, elenca exemplos numéricos e introduz as ofertas independentes e de perfil considerando o problema no formato multi-horário. Por fim, é adicionada à formulação base alguns elementos que aproximam a representação matemática à realidade dos sistemas elétricos.
- O Capítulo 4 acrescenta profundidade à formulação das ofertas, detalhando o conceito das ofertas de perfil com restrições. Ao passo que são representadas as interdependências entre as ofertas dos agentes nas diferentes horas, são exemplificadas condições específicas das ofertas dos agentes de forma a refletir a realidade operativa dos diferentes agentes do sistema elétrico.
- O Capítulo 5 introduz o conceito dos reservatórios virtuais, assim como os trade-offs existentes. É apresentada, de forma detalhada, a proposta de implementação desse mecanismo, com a definição de separação dos papéis da hidrelétrica assim como a conciliação com as regras vigentes.
- Finalmente, o Capítulo 6 conclui o relatório, apresentando uma síntese das recomendações discutidas ao longo do documento e a matriz de risco da implementação do mecanismo proposto.

2. Fundamentos

Considerando a possibilidade de que o mercado de eletricidade de curto prazo no Brasil migre para um modelo de formação de preços por ofertas, torna-se necessário entender as bases de funcionamento desse mecanismo e os elementos a serem considerados para o adequado funcionamento do mesmo (tema tratado na seção 2.2), assim como seu diálogo com a realidade do sistema elétrico brasileiro (tema tratado na seção 2.1).

Como indicado no Relatório 4 (entregável e.4.r)[4] deste projeto, os mecanismos “híbridos” (que incluem tanto componentes “por custo” quanto componentes “por oferta”) tendem a ser os mais virtuosos e aplicáveis à realidade brasileira. No Relatório 2 (entregável e.2.r2)[5] foi proposto um modelo de mercado adicionado elementos “parcialmente por oferta” ao substrato atualmente vigente no Brasil de um mercado baseado em custos. Embora o resultado final possa ser semelhante, a proposta colocada no presente relatório seria de utilizar um modelo “fundamentalmente por ofertas” como ponto de partida (em linha com a estratégia aplicada hoje no modelo de mercado do México e Vietnã, por exemplo), adicionando elementos “parcialmente por custo” a este novo paradigma. Os elementos “parcialmente por custos” que complementarão a proposta apresentada aqui serão tema dos entregáveis e.7.r e e.8.r futuramente (a seção 2.3.1 antecipa os principais elementos que deverão fazer parte desta proposta, envolvendo uma etapa de “validação de ofertas”). Ressalta-se que especial atenção deve ser dada à elaboração de mecanismos de mitigação e monitoramento ao exercício de poder de mercado. Outros elementos relevantes para etapas futuras do projeto também são tratados na seção 2.3, como a base legal, regulatória e institucional a serem aplicadas e o papel das simulações quantitativas.

Neste relatório, o foco é o desenvolvimento de uma estrutura base robusta para o modelo “por oferta”, que inclui as etapas de despacho (como tratado na seção 2.4). O paradigma de preços por ofertas possui a informação dos agentes de mercado como principal dado de entrada e, por isso, há a necessidade de garantir que alguns elementos de mercado sejam muito bem desenhados, de forma a assegurar o equilíbrio de mercado. É relevante citar que o arcabouço regulatório atual deverá contar com algumas revisões de forma a possibilitar um funcionamento adequado e equânime do mercado de formação de preços por oferta, tendo como imprescindível a revisão de alguns elementos que serão aprofundados nesse capítulo. Após apresentar todo o arcabouço e condições de contorno, a seção 2.5 apresenta uma síntese da estrutura de ofertas proposta neste relatório, que será elaborada em detalhe nos capítulos subsequentes.

2.1. A BASE DO MODELO POR OFERTAS: INFORMAÇÕES DOS AGENTES

A consideração da percepção da sociedade sobre os custos de operação, valor da água em reservatórios e as preferências de consumo em relação aos níveis de preços de energia é, de forma geral, a finalidade dos mecanismos de formação de preço por oferta. A inclusão de ofertas dos agentes internaliza o conhecimento coletivo na formação de preços, em substituição, ao menos de forma parcial, à perspectiva centralizada do operador. Em um desenho de mercado com incentivos adequados, o conhecimento coletivo do mercado tende a apresentar menores desvios entre previsão e realização, quando comparado a uma previsão única (centralizada) [6] .

As informações oriundas dos agentes passam a servir, então, como base para o modelo por ofertas, de maneira que os custos e disponibilidades de ativos de geração calculados atualmente de forma auditada e as previsões realizadas por modelos computacionais dão lugar às informações fornecidas diretamente pelos agentes de mercado, sejam eles consumidores, detentores de ativos de geração, tecnologias de

recursos distribuídas ou energia armazenada. Uma vez coletados os dados, esses serão, por sua vez, inseridos em modelos computacionais de curto prazo, tendo como resultado a definição do despacho para o dia seguinte. Esse despacho poderia ser realizado como hoje, com base no modelo DESSEM, porém, considerando a informação coletiva dos agentes.

Conforme o exposto no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4], [6], quando os agentes de mercado podem declarar suas informações ao operador de mercado, esses possuem maior liberdade para incorporar informações que possivelmente o operador não teria acesso, seja por limitações de modelagem ou do processo de auditoria. A incorporação da informação de forma descentralizada é possível nos paradigmas de formação de preços por ofertas (puro e adaptado) ou por custos adaptado.

O Relatório 4 (entregável e.4.r)[4] apresentou também um caso prático internacional interessante [7], que demonstra que, muitas vezes, a incorporação de ofertas pode gerar uma sinalização mais adequada do custo de oportunidade do agente para geração. No Chile, algumas centrais a gás natural possuem contratos do tipo *take-or-pay* em que o gerador deve pagar pelo gás contratado mesmo que não haja despacho (consumo desse gás). No modelo oficial de despacho, essas usinas são representadas com custo de combustível nulo, dado que possuem um custo fixo de aquisição do gás, independente da geração. Importa ressaltar que o quando não há o consumo do gás, o gerador tem a possibilidade de revender o gás não utilizado no mercado secundário. Dessa forma, caso o modelo Chileno permitisse a apresentação de ofertas de preços, possivelmente os agentes termelétricos com contratos do tipo *take-or-pay* declarariam como custo o preço do gás no mercado secundário (custo de oportunidade), dado que só seria rentável a geração caso o preço da eletricidade fosse superior ao preço do gás no mercado secundário.

A criação de um ambiente capaz de gerar maiores benefícios para a sociedade como um todo, proveniente da interação entre os diferentes agentes é, sem dúvidas, o resultado almejado em um modelo por ofertas de preço. Contudo, para isso, é necessário garantir que algumas estruturas estejam bem desenhadas, de forma que os participantes do mercado recebam tratamento isonômico, garantindo a participação de forma livre e competitiva e, ao mesmo tempo, mitigando tentativas de manipulação de preços ou atuações de poder de mercado.

O objetivo do paradigma de formação de preço por oferta é que a competição tenha como subproduto a otimização do sistema, dada a maximização dos benefícios para a sociedade com um todo. Adicionalmente, embora a informação dos agentes seja a base para um modelo de formação de preços por ofertas, recorda-se que o mesmo pode ser incluído também em um paradigma por custos, com certo grau de hibridização, apresentando diferentes formas de aprimorar o tratamento observado hoje no Brasil, como já extensivamente explorado pelo Relatório 2 (entregável e.2.r2) [5] .

2.2.ELEMENTOS INCORPORADOS NA PROPOSTA DE PREÇO POR OFERTA

O correto funcionamento do mecanismo de formação de preço por oferta é o foco central deste relatório e, como já abordado na seção 2.1, tem como base o recebimento e tratamento das informações dos agentes de mercado. Contudo, existem alguns componentes relacionados ao paradigma de formação de preço por oferta que não estão diretamente ligados à dimensão “custo versus oferta”, mas que possuem grande influência no mecanismo e em sua eficácia. Nesse sentido, para o adequado funcionamento de mercado no âmbito da formação de preços de eletricidade, alguns elementos são considerados como imprescindíveis.

O Relatório 4 (entregável e.4.r)[4] apresentou onze possíveis aprimoramentos ao desenho de mercado brasileiro no que tange a formação de preços, chamadas na ocasião de “iniciativas de desenho paralelas”.

Esse capítulo apresenta uma síntese dos principais elementos de desenho que foram *mantidos* (isto é, a proposta de mecanismo de formação de preços não difere do desenho atual) e posteriormente se concentra no aprofundamento da discussão de três itens que de fato representam uma mudança, por serem considerados como imprescindíveis por especialistas² no caso da formação de preços por oferta: **redução do preço piso, aumento do preço teto e introdução da liquidação dupla**. Estes itens, identificados como “imprescindíveis” na análise realizada no Relatório 4 (entregável e.4.r)[4], foram considerados como parte intrínseca de uma reforma de mercado que implemente os preços por oferta – e por isso admitiu-se na elaboração da proposta deste relatório que tais itens já estariam equacionados.

2.2.1.DESENHO BASE: ELEMENTOS CONSIDERADOS NÃO-IMPRESINDÍVEIS

As únicas “iniciativas paralelas” que foram desenvolvidas em conjunto com a proposta de mecanismo de formação de preços por oferta apresentada neste relatório são aquelas desenvolvidas nas seções 2.2.2 e 2.2.3 a seguir. Isto significa que, para uma série de outros elementos, a proposta construída mantém como hipóteses subjacentes o funcionamento do mercado brasileiro atual. Em particular, destacamos:

- Em princípio, não alteraremos a dinâmica atual, segundo a qual o ONS operacionaliza as “simulações físicas” do sistema relacionadas com o despacho físico das usinas, enquanto a CCEE operacionaliza as “simulações comerciais” relacionadas com a formação de preço. Mais detalhes sobre como esta dinâmica dialogaria com a questão da liquidação dupla (vide seção 2.2.3) serão aprofundados na seção 2.4.
- Também manteríamos, em um primeiro momento, a estrutura inicial, segundo a qual os problemas “físico” (ONS) e “comercial” (CCEE) de despacho são tratados de forma totalmente independente e sem diálogo entre eles.
- As diferenças que já existem hoje na representação do problema físico e comercial seriam mantidas. Em particular, nota-se que o problema físico atualmente é rodado com uma representação da rede *nodal* e com intervalos de 30 minutos, ao passo que o problema comercial atualmente é rodado com uma representação da rede *zonal* (por submercado) e com intervalos de 1 hora (exceto por estas diferenças, os dois problemas de otimização são similares).
- Um tema que vale menção explícita é a questão do *mercado de contratos* e dos sinais de preço à expansão. É importante destacar que o preço dos montantes negociados no mercado de contratos é, em última instância, influenciado pelo sinal de preço do mercado de curto prazo; e que o montante a ser liquidado no mercado de curto prazo corresponde à *diferença* entre as posições assumidas nos contratos de longo prazo e as posições assumidas no mercado de curto prazo (havendo, no caso da liquidação dupla, ainda uma segunda liquidação de diferenças, entre as medições efetivas ex-post e as posições assumidas no mercado de curto prazo ex-ante). Neste sentido, o mercado de contratos não é afetado diretamente pela proposta de desenho, embora *indiretamente* a expectativa é que ele seja influenciado pela melhoria no processo de formação de preço representada nesta proposta.
- Uma característica que não está presente no mecanismo atual, mas que acaba sendo contemplada pela forma que a proposta foi estruturada, é a questão da *neutralidade à tecnologia*. Em particular, visto que diferentes tecnologias (inclusive renováveis, termelétricas, demandas,

² O Relatório 4 (entregável e.4.r) [4] realizou entrevistas com nove especialistas da equipe consultora de forma a elencar algumas iniciativas como imprescindíveis, prioritárias, desejáveis e dubitáveis, no âmbito da formação de preços por custos e por ofertas. Esse relatório irá concentrar-se nas três iniciativas que foram consideradas por mais especialistas como imprescindíveis para a formação de preços por oferta. Para mais detalhes, ver item 6.4 no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4] “Vantagens e desvantagens dos mecanismos de formação de preço” desse projeto.

baterias, e outros recursos) são representadas segundo uma linguagem comum (como apresentado no capítulo 3), automaticamente é possível contemplar uma gama de novos recursos como contribuidores para o despacho do sistema. Este mesmo princípio da neutralidade tecnológica deveria ser incorporado tanto ao desenho de mercado de curto prazo como aos mecanismos de contratação de energia (evitando pré-definir uma priorização de fontes de geração, e em vez disso estabelecendo um conjunto de produtos valiosos para o sistema).

Embora os elementos acima (bem como outros elementos de desenho consolidados ao longo de todo este relatório) representem um ponto de partida importante para o funcionamento do mecanismo, isto não significa que outros aprimoramentos não possam ser testados – em particular, o entregável de software e.6.s que acompanha este relatório terá funcionalidades que permitirão testar diferentes permutações de escolhas de desenho, que poderão ser exploradas.

Da mesma forma, o desenho de mecanismo detalhado ao longo deste relatório é compatível com a introdução de outras “iniciativas paralelas” de refinamento e aprimoramento do desenho de mercado por oferta, como por exemplo um mecanismo de liquidações múltiplas intradiárias (no lugar unicamente da liquidação dupla) ou de ofertas de produtos de reserva operativa (serviços ancilares cootimizados com o despacho de energia). Entretanto, como indicado no Relatório 4 (entregável e.4.r)[4], seria possível deixar esses aprimoramentos para uma reforma *posterior*, evitando a introdução de muitas alterações simultaneamente. Estes possíveis refinamentos se contrastam com os aprimoramentos detalhados nas subseções a seguir, que são considerados de vital importância para o bom funcionamento do mecanismo proposto e, portanto, não poderiam ser deixados para uma reforma futura sem comprometer a proposta.

2.2.2.ALTERAÇÃO NOS LIMITES DE PREÇO

A introdução de limitadores máximo e mínimo de preços em um ambiente de formação de preços por ofertas é questão de grande importância. Embora argumentos clássicos indiquem que em um desenho de mercado mais “liberal” não há necessidade de introduzir limitadores de preços pois as forças de mercado seriam responsáveis por conduzir o mesmo à preços de equilíbrio [7], as falhas de mercado por vezes indicam a necessidade de inclusão de preço-teto e preso-piso como objetivo fundamental de prevenção do poder de mercado e preservação da solvência do mercado e de seus agentes.

A existência de poder de mercado significa que agentes formadores de preço (*price makers*) tenham condições de influenciar nos preços de mercado com suas ofertas, levando a distorções em caso de ofertas puramente especulativas. Nesse sentido, um preço piso busca evitar que, por um lado, consumidores declarem preços excessivamente baixos, colocando em risco a garantia de suprimento e expansão do sistema, e, por outro, um preço teto mitiga a possibilidade de geradores declararem preços excessivamente altos, que não reflitam o custo marginal do sistema. Nota-se que um preço-teto não chega a representar um remédio adequado para a questão do poder de mercado (que será discutida na seção 2.3.1), mas esta tende a ser uma motivação para a sua implementação.

O grande risco de limites de preço mais estritos é que o preço não reflita o custo marginal real, levando a uma utilização subótima dos recursos em função de uma sinalização econômica falha. Um preço piso excessivamente elevado tem grande potencial de eliminar incentivos a respostas dos agentes consumidores de energia em momentos de custo maior para o sistema, sem prover o sinal adequado para reduzir ou transferir o consumo para horário de menor custo. Ainda, pode desincentivar a adoção de novas tecnologias como baterias, ou também dar sinais inadequados quanto ao horário mais vantajoso para o carregamento de veículos elétricos, tanto para o agente em si quanto para o sistema.

Ainda, um preço piso excessivamente elevado remove o incentivo econômico para a operação estratégica dos agentes e, no limite, ao encarecer o custo da compra da energia e não dar o sinal de preço adequado, pode afetar a atratividade econômica de determinadas atividades de um país, como adoção de veículos elétricos, sistema de baterias e resposta da demanda. É possível que, muitas vezes, um preço piso nulo possa ainda não ser baixo o suficiente, dado que restrições de inflexibilidade podem gerar horas de custo marginal negativo. O Relatório 2 (entregável e.2.r2) [5] desse projeto explorou alternativas para endereçar a questão regulatória para o preço piso, que também poderiam ser consideradas em um ambiente de formação de preços por ofertas, reproduzidas abaixo – nota-se que a mesma lógica se aplica também à proposta de formação de preço por oferta discutida neste relatório:

“A forma mais direta seria simplesmente alterar a regra do PLD piso, desacoplando-o do custo variável operativo de Itaipu e estabelecendo um PLD mínimo igual a zero ou até mesmo menor do que zero. Embora a possibilidade de um PLD mínimo menor do que zero tenda a alinhar os incentivos dos agentes (já que os próprios geradores teriam incentivo a escolher verter o seu excesso de recurso disponível quando ele não fosse desejável para o sistema, na prática seriam necessários mecanismos auxiliares para que agentes hidrelétricos e renováveis pudessem sinalizar a sua preferência pelo vertimento (por exemplo, quando o preço marginal estivesse abaixo do seu custo de O&M). [...]

Para evitar uma alteração na regra do PLD mínimo, uma alternativa seria a criação de um mercado paralelo de “excedentes” para estes momentos de abundância de recursos, similar ao que foi implementado no mercado de El Salvador. Neste mecanismo, agentes competem entre si para definir qual deles deveria verter a sua produção renovável (sendo remunerado pelos outros agentes que não foram vertidos). Se bem implementado, um mecanismo como este resultaria em um efeito idêntico a uma redução do PLD mínimo como descrito acima.”

Por outro lado, um preço teto excessivamente baixo pode ser insuficiente para remunerar investimentos em nova capacidade, causando ineficiências operacionais e uma sinalização econômica falha e, com isso, a possibilidade de comprometimento da segurança de suprimento do sistema. Dessa forma, nos casos em que o custo marginal do sistema é superior ao preço-teto, o que pode ocorrer é um desincentivo a investimentos em capacidade para atendimento de períodos críticos, afetando a expansão adequada do sistema. Por isso, é desejável que o PLD teto seja elevado o suficiente para representar o custo da escassez da energia.

Ainda, como já tratado no Relatório 4 (entregável e.4.r)[4], nos sistemas com forte presença hidrelétrica pode-se falar também do efeito do preço-piso e preço-teto no valor da água percebido pelo agente gerador. Por exemplo, nos casos em que há alguma probabilidade de risco de escassez futura no sistema, a decisão do agente gerador no presente com relação ao uso da água deve estar condicionada a essa probabilidade do futuro. Contudo, quando temos um preço-teto que não reflete os custos marginais do sistema, poderá ocorrer uma expectativa de remuneração mais baixa no futuro, afetando a oferta do agente no instante presente e, portanto, impactando o valor da água percebido pelo agente.

Com a implementação de um sistema de formação de preços por oferta demonstra-se fundamental a redução do preço-piso e aumento do preço-teto atualmente estabelecidos no Brasil, de forma a prover os sinais econômicos adequados aos agentes de mercado.

2.2.3. LIQUIDAÇÃO DUPLA

Outra alteração significativamente importante a ser realizada no Brasil, principalmente com a inclusão

da formação de preços por oferta, é o estabelecimento de **uma liquidação dupla**³. Embora os mecanismos de liquidação financeira não tenham relação condicionante sobre o tipo de formação de preços, a introdução de mais de uma liquidação tem a capacidade de ampliar o incentivo percebido pelos agentes para realizar uma melhor previsão, sendo possível, até mesmo, a adoção de liquidação dupla no modelo atual de formação de preços por custos no Brasil, como já abordado pelo Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) [5].

No modelo vigente, os agentes possuem perfeita informação com relação aos preços de fechamento de mercado de forma prévia à tomada de decisão, dado que o preço de curto prazo é calculado ex-ante, ou seja, antes da verificação de quantidades efetivamente consumidas ou produzidas no mercado de eletricidade. Os Relatórios 2 e 4 (entregáveis e.2.r2 e e.4.r) [4], [5] descreveram de forma detalhada que a liquidação única apresenta debilidades já no contexto brasileiro atual, com formação de preços por custos, de forma que os agentes de mercado podem alterar seu comportamento em tempo real, em desalinhamento com a programação do dia anterior, levando a decisões subótimas por parte do operador. Identificou-se, ainda, que em um paradigma por ofertas os problemas gerados poderiam ser, inclusive, intensificados, dado que os consumidores e geradores possuiriam maior liberdade para alterar suas ofertas.

Na presença de incentivos apropriados, é esperado que os agentes tenham o estímulo adequado para garantir que as ofertas sejam submetidas de acordo com a melhor informação disponível, sendo esse o objetivo de se adotar uma liquidação dupla, garantindo o equilíbrio de mercado ao aproximar as liquidações do mercado ex-ante (do dia seguinte) e o mercado ex-post (de balanço). Retoma-se aqui a descrição do funcionamento base do mecanismo de Liquidação Dupla, trazida pelo Relatório 2.2 (entregável e.2.r2) [5]:

“No mecanismo de liquidação dupla, ocorre um despacho e uma liquidação inicial, na maior parte dos países que possuem esse mecanismo, com 24 horas de antecedência (dia seguinte). Após a realização da operação em tempo real para o dia em questão, são realizados também uma nova simulação do despacho (considerando informações advindas do tempo real) e uma liquidação ex-post baseados nas diferenças entre as quantidades referentes ao despacho anterior e às quantidades de fato observadas. Em outras palavras, o mecanismo de liquidação dupla contempla o uso das ofertas de eletricidade submetidas pelos agentes (em conjunto com informações do sistema) em dois momentos diferentes: o mercado de dia seguinte e o mercado de balanço (também denominados mercado ex-ante e mercado ex-post). Nesse mercado, tanto a simulação de balanço, quanto a simulação do mercado de dia seguinte podem trazer consequências financeiras para os agentes, uma vez que aqueles que declaram indisponibilidade ou mudam a oferta entre os mercados precisam lidar com as consequências de tais alterações. Sendo assim, nesse desenho de mercado, o agente é responsabilizado proporcionalmente ao novo preço de equilíbrio do sistema no mercado de balanço, de modo a assegurar um tratamento justo relativo às variações das declarações.

No mecanismo de liquidação dupla, a receita no mercado do dia seguinte é calculada por meio do produto entre o preço e o despacho da simulação realizada no dia anterior. Já no mercado de balanço, o agente recebe um valor proporcional ao preço spot calculado após a

³ A liquidação dupla corresponde a um procedimento que envolve dois cálculos de preço e fluxos financeiros correspondentes (um para os compromissos assumidos ex-ante e outro para ajustes com base nas medições ex-post). Explorou-se no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4] também a possibilidade de liquidações múltiplas. Porém, essa iniciativa, embora desejável, não foi considerada como imprescindível e poderá ser objeto de uma reforma futura.

nova otimização do despacho, sendo este valor equivalente à diferença entre os montantes transacionados nos dois mercados, ou seja, a diferença entre a quantidade no mercado de balanço e a quantidade no mercado do dia seguinte, podendo esse valor ser positivo ou negativo”

Conclui-se, portanto, que o mecanismo de liquidação única apresenta incentivos insuficientes à realização de ofertas coerentes com a melhor previsão que um agente pode ter sobre as condições operativas do dia seguinte. Nesse sentido, a adoção da liquidação dupla cria incentivos para que os agentes realizem ofertas coerentes com as condições operativas de tempo real, aproximando o mercado de dia seguinte ao mercado de balanço, dado um compromisso vinculante entre esses dois mercados.

A estrutura das etapas do processo de liquidação dupla é endereçada na seção 2.4.

2.3.ELEMENTOS A ENDEREÇAR EM ENTREGÁVEIS FUTUROS

A natureza de um mercado com formação de preços por ofertas é de descentralização da tomada de decisão, com pressuposto de que a busca por maximização de lucro individual leva à otimização dos recursos de forma geral. Em um sistema em equilíbrio, onde não há falhas de mercado ou assimetria de informação e os incentivos adequados são introduzidos, dada formação de preços por ofertas, espera-se que o mercado apresente ofertas razoavelmente próximas aos custos marginais de cada unidade geradora [6] .

Contudo, como a realidade pode, muitas vezes, diferir significativamente das representações esperadas de equilíbrio, alguns aspectos devem ser levados em consideração. Por exemplo, a apresentação de ofertas de pares preço-quantidade muito distintos do conhecido ou esperado pelo operador poderia indicar tentativa de exercício de poder de mercado, com consequências graves à segurança de suprimento de um país.

No Brasil, especificamente, tendo em vista a forte predominância hidroelétrica, assim como várias empresas compartilhando as mesmas cascatas, uma capacidade de geração renovável em crescimento exponencial, além da multiplicação dos recursos energéticos distribuídos, alguns elementos são fundamentais de serem endereçados, de forma a garantir o gerenciamento adequado de risco sistêmico de suprimento e a otimização dos recursos, gerando benefícios ao mercado como um todo, no curto e longo prazo. Esses elementos serão brevemente abordados nesse capítulo e, posteriormente aprofundados em entregáveis dedicados.

De forma a mitigar e prevenir consequências negativas gerados por falhas de mercado em um paradigma de formação de preço por oferta, uma interessante possibilidade é a avaliação de uma hibridização por custos, que representa incluir elementos da formação de preços por custo em um mercado com formação de preços por oferta, de modo a aproveitar o “melhor dos dois mundos”. Ou seja, pode ser que a inclusão de uma validação por parte do operador ou agente independente com relação às ofertas submetidas pelos agentes de mercado seja importante. As regras de monitoramento podem inclusive estabelecer condições segundo as quais a conduta dos agentes possa levar a sanções ou multas (vide seção 2.3.1).

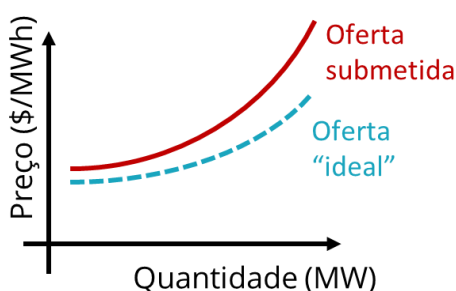
Os entregáveis e.7.r, e.8.r e e.10.r irão endereçar de forma aprofundada, respectivamente, o monitoramento de poder de mercado, gerenciamento de risco sistêmico e impactos regulatórios e legados, itens abaixo apresentados.

2.3.1.MECANISMOS DE MITIGAÇÃO E MONITORAMENTO

Em um sistema sem poder de mercado e com precificação marginalista, todas as ofertas de preços formuladas por agentes de geração seriam feitas com base em seus custos variáveis. Para um gerador eólico, solar ou hidroelétrica a fio d'água, por exemplo, suas ofertas de preço refletiriam apenas suas despesas de O&M variável e, especificamente no caso da hidroelétrica, eventualmente taxas devidas pelo uso da água. Por outro lado, para um gerador termoeletrico, as ofertas seriam compatíveis com suas despesas com combustíveis e O&M variável.

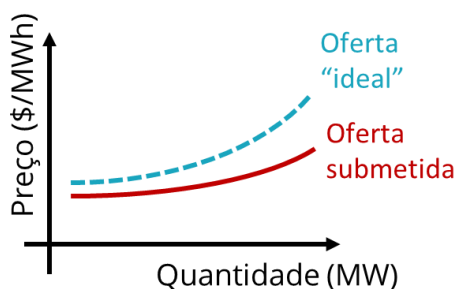
Na prática, entretanto, em um paradigma de formação de preços por ofertas sempre haverá a preocupação de que os agentes tentem influenciar preços ao submeter ofertas com quantidades muito abaixo ou muito acima do que garantiria o equilíbrio para o sistema. A busca pela maximização do lucro, no caso de uma oferta com quantidades ofertadas inferiores ao ótimo sistêmico desloca a curva de oferta para cima e para esquerda, com uma oferta “muito cara”, indicando uma tentativa de **exercício de poder de mercado**, que mascara o real custo de produção e compra de energia, como indica a.Figura 1

Figura 1 – Condição de “não-equilíbrio” – Exercício de poder de mercado.



Por outro lado, ofertas muito superiores à capacidade ótima de produção ou com preços muito baixos, que deslocam a curva de oferta para baixo e para direita, podem produzir ofertas subótimas, afetando, por exemplo, a sinalização para expansão do sistema e, por consequência, a **segurança de suprimento**. Isso pode ocorrer, também, como uma tentativa de maximização de lucro em mercados com grande parque hidrelétrico com reservatório, em que os agentes possuem uma expectativa de preços futuros muito mais baixos que no presente e, portanto, ofertam toda a capacidade de geração no curto prazo, com consequente redução da capacidade de geração no futuro, em função do uso da água no presente, situação que também compromete a segurança do sistema. A Figura 2 ilustra tal situações de forma gráfica.

Figura 2 – Condição de “não-equilíbrio” – Comprometimento da segurança de suprimento.



O poder de mercado é exatamente a possibilidade de alterações nos preços de curto prazo dada a estratégia de um determinado agente, no caso de um gerador que tem a capacidade de aumentar o preço spot com o objetivo de aumentar seus lucros ou no caso de um consumidor com a capacidade de diminuir o preço pago com o intuito de reduzir seus custos. Contudo, ressalta-se que se o mercado não for perfeitamente competitivo, até mesmo em um mecanismo de formação de preços por custos pode haver exercício de poder de mercado, mesmo que seja mais complexo para um agente influenciar os preços de mercado em um mecanismo por custos.

Para qualquer mecanismo em que os parâmetros (preços ou quantidades) possam ser declarados pelos agentes, há oportunidades de comportamentos estratégicos. Por isso, a possibilidade de abuso de poder de mercado é um fato que deve ser levado em consideração, e elementos de monitoramento e mitigação de poder de mercado devem ser desenhados, de maneira a garantir incentivo adequados e certo nível de supervisão, assunto que será aprofundado pelo Relatório 7 (entregável e.7.r) [1]

Elementos de monitoramento e **prevenção de risco sistêmico** serão aprofundados no Relatório 8 (entregável e.8.r) [2], e são de suma importância para um adequado funcionamento do mercado de formação de preços por oferta, com objetivo de proteger o sistema contra as ofertas “não ótimas” dos agentes que resultem em esvaziamento dos reservatórios, seja por uma estratégia comercial individual em desalinhamento com o ótimo sistêmico ou até mesmo por algum tipo de atuação “irracional” por parte dos agentes.

Em um país como o Brasil, com predominante participação da fonte hidráulica na geração de eletricidade, mecanismos de gerenciamento do risco sistêmico estão em sua maioria ligados ao risco hidrológico. Nesse sentido, deverão ser desenhados procedimentos que, como solução de contorno, estabeleçam a prerrogativa de ações necessárias e pré-definidas para alterar o despacho, com intuito de evitar esvaziamento excessivo dos reservatórios ao longo de determinado período⁴.

Em um mecanismo de oferta de preços bem estabelecido é esperado que o “valor da água” calculado de forma centralizada pelo operador do sistema seja equivalente ao “valor da água” dos agentes calculado no contexto da maximização individual de lucro, de forma que a operação dos reservatórios passa a ser resultado da combinação de ofertas de compra e venda de energia apresentadas pelos agentes. Nesse contexto, como os níveis dos reservatórios passam a ser guiados única e exclusivamente pela visão de agentes no que diz respeito ao valor da energia neles armazenada, pode ser razoável a criação de camadas de proteção que permitam garantir o equilíbrio do sistema físico.

Sugere-se, então, que o operador siga, portanto, com a função de manutenção e reestabelecimento do equilíbrio sistêmico, quando questões físicas ou comerciais ameacem a segurança de abastecimento, com a possibilidade de introdução de mecanismos centralizados de aversão ao risco como uma “última linha de proteção” para proteger o sistema de um esvaziamento indevido dos reservatórios apesar das ofertas dos agentes. A introdução de mecanismos centralizados caracteriza uma hibridização “por custos” em um modelo de formação de preços por ofertas, opção relevante no caso brasileiro, de forma que os agentes ofertam suas melhores expectativas e são responsáveis por eventuais desvios, mas há garantia de monitoramento e mitigação por parte de um ente centralizado, em prol da melhor escolha intertemporal de utilização dos recursos.

Ofertas de quantidade de energia superiores ao ótimo para o sistema poderiam ser motivadas por uma expectativa de valor da água no futuro mais baixo que o presente, levando a um esvaziamento dos

⁴ Um exemplo de mecanismo neste sentido é o Estatuto do Risco de Desabastecimento da Colômbia, endereçado no Relatório 3 (entregável e.3.r) [12].

reservatórios, condição que pode ser desencadeada, por exemplo, por um preço teto baixo, muito inferior ao custo marginal do sistema, como já abordado no item 2.2 desse relatório. Ainda, ressalta-se a possibilidade de atuação “irracional” por parte dos agentes, com adoção de estratégias que não maximizam nem o benefício sistêmico nem o benefício individual do agente, como explicitado anteriormente nesta seção.

Por isso a importância de estabelecimento de mecanismo de gerenciamento de risco sistêmico adequados, de forma que seja crível aos agentes e, mesmo que não cheguem efetivamente a serem acionados, sejam suficientes para influenciar as perspectivas de lucros futuros dos agentes e, com isso, suas estratégias de oferta. Consequentemente, evita-se a distorção nos incentivos de longo prazo aos agentes ofertantes, principalmente para os agentes que a decisão presente afeta a decisão futura de geração, como o exemplo de agentes que têm direitos de propriedade sobre os reservatórios do sistema.

2.3.2. ANÁLISE QUANTITATIVA DOS IMPACTOS

Uma etapa muito relevante para adoção segura do paradigma de formação de preços por oferta no Brasil é a mensuração dos impactos quantitativos da migração do mecanismo (de custos para ofertas), por isso se faz necessário o desenvolvimento de ferramentas que permitam avaliar os efeitos dessa mudança sobre os custos e preços de energia. As análises, a serem exploradas no entregável e.9.r serão baseadas na execução de simulações de mercado utilizando o software em construção a ser descrito no entregável e.9.s.

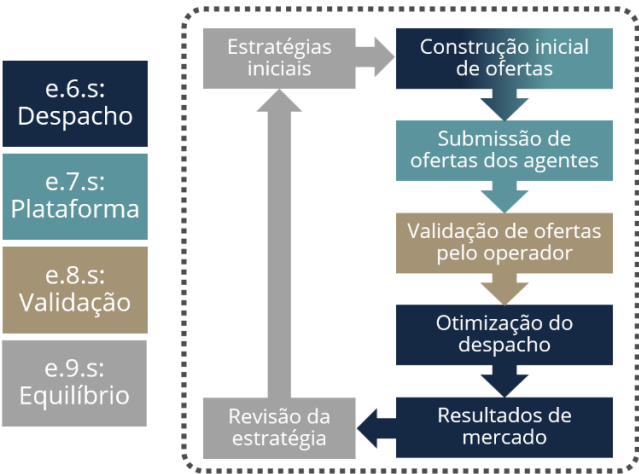
O objetivo é realizar uma análise comparativa, em base quantitativa, entre os resultados de mercado com base em custos e os efeitos de mercado baseado em ofertas. Isso será possível por meio da representação simplificada do sistema elétrico brasileiro ao realizar simulações estocásticas sob diferentes cenários possíveis, de modelos de precificação, gerando distribuições de probabilidade para uma série de variáveis de interesse, em particular os resultados de volatilidade de preços. A análise comparativa busca mensurar em detalhes os resultados em situações adversas, como descrito no Relatório 1 (entregável e.1.r) [8] :

- *Como as situações “adversas” na simulação baseada em custos e na simulação baseada em ofertas se comparam? Por exemplo, o quão críticos são (em termos de nível de armazenamento, probabilidade de corte de carga, e outras métricas de natureza “física”) os cenários correspondentes a percentis críticos em cada uma das simulações?*
- *Como os resultados de preço marginal se comparam nas situações adversas das duas simulações?*
- *Como as estratégias de oferta dos agentes se comparam nas situações adversas das duas simulações?*

Com o objetivo de respaldar estas simulações quantitativas, o presente projeto inclui também um conjunto de entregáveis de *software* (e.6.s, e.7.s, e.8.s, e e.9.s) que permitirão fazer as análises desejadas. Todos esses entregáveis de *software* devem estar integrados entre si, fazendo parte do pacote computacional IARA, desenvolvido em código aberto e na linguagem de programação Julia⁵. Intuitivamente, cada entregável de *software* estará focado em uma etapa particular do processo de formação de preço “por oferta”, como sintetizado na Figura 3 a seguir – mas todos fazem parte de um mesmo “ciclo” para a solução do problema de otimização de forma integrada.

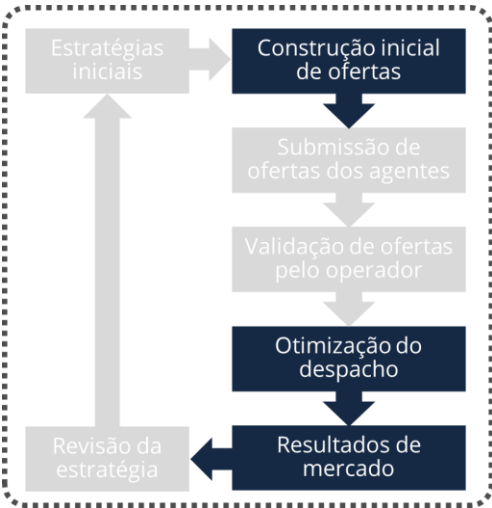
⁵ Vide <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/software>

Figura 3 – Resumo de etapas do software para analisar impacto quantitativo do modelo por ofertas.



Em particular, o primeiro entregável de software (e.6.s: modelo de despacho e formação de preços) acompanha este relatório, e já implementa as funcionalidades descritas nos capítulos 3, 4 e 5 que caracterizam a proposta de mecanismo baseado em ofertas desenvolvida pelos pesquisadores com foco nas particularidades e prioridades do Brasil. Na ausência das outras etapas do “ciclo”, na prática o fluxograma desta primeira versão do software é como apresentado na Figura 4 a seguir – com foco em construir as informações necessárias para um despacho baseado em ofertas a partir de dados do sistema físico, calcular os resultados de despacho e formação de preço, e consolidar resultados financeiros para os agentes.

Figura 4 – Software para analisar impacto quantitativo.



2.3.3. OUTROS ELEMENTOS PARA UM ROADMAP DE IMPLEMENTAÇÃO

A implementação de um mecanismo de formação de preços por oferta irá requerer ajustes regulatórios e institucionais, assim como a revisão de aspectos comerciais hoje definidos nas regras de contabilização e liquidação de mercado, assim como o endereçamento de soluções para os contratos atualmente firmados que possuem como base o modelo de formação de preços por custos adotado no Brasil. O objetivo é, portanto, antecipar possíveis fontes de litígios devido à adaptação dos contratos vigentes, dado que o processo de migração de um paradigma baseado em custos a um paradigma baseado em ofertas poderá significar adequações necessárias aos contratos legados.

Alteração nas regras de liquidação de mercado podem implicar em mudanças no perfil de risco implícito para ao menos uma das contrapartes envolvidas, e alguns contratos de natureza específica deverão ter tratamento individual e específico. Já para os modelos de contrato tradicionais no mercado livre e no mercado regulado, esses poderiam continuar como hoje estão estabelecidos. Também é necessário realizar um mapeamento descritivo dos impactos regulatórios advindos do processo de migração para um modelo de preços por oferta, com identificação de Decretos, Portarias, Resoluções, Regras, Procedimentos e outros normativos que necessitarão de alterações regulatórias, assim como rebatimentos às Regras e Procedimentos de Comercialização e alterações no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

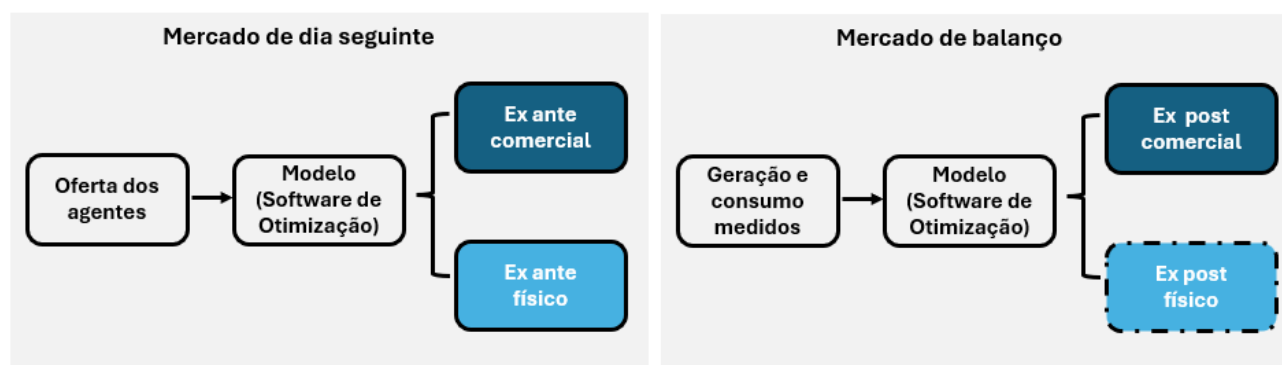
Uma mudança no paradigma de formação de preços, de custos para ofertas, ensejará em alteração de normas, regulamentos e processos, com a necessidade de consultas públicas e discussões entre governo e sociedade, com a realização, por exemplo, de análises de impacto regulatório e preparação de capacitações para apresentação das mudanças nas atividades de rotina do operador de mercado e do sistema. Ainda, adaptações nos modelos hoje utilizados serão necessárias, assim como a criação de uma plataforma para submissão de ofertas. Há, adicionalmente, a necessidade de preparação dos agentes de mercado para a nova realidade, com a possibilidade, por exemplo, de uma operação sombra temporária, assim como foi realizado com o PLD horário.

O Relatório 10 (entregável e.10.r) [3] terá a incumbência de aprofundar os pontos acima mencionados e, principalmente, deverá dar tratamento adequado aos agentes que, em função dos contratos legados, serão “blindados” ao risco, dado que estes não terão incentivos para participar do mercado de ofertas. Por isso será necessário realizar um mapeamento dos agentes afetados e como se darão os contratos legados, assim como as regras de transição.

2.4. ESTRUTURA BASE DAS ETAPAS DE DESPACHO E FORMAÇÃO DE PREÇO

Em um modelo de formação de preços por ofertas que adota a liquidação dupla como prática, o despacho, de natureza física, e a formação de preços, de natureza comercial serão realizados em duas etapas, chamados aqui de ex-ante e ex-post, representados na Figura 5.

Figura 5 – Etapas do despacho.



O despacho, ex-ante físico, e a liquidação inicial, ex-ante comercial, ocorrem, na maioria dos países, com 1 dia de antecedência e definem o mercado de dia seguinte. O mercado ex-ante, ou mercado de dia seguinte, é simulado com base nas ofertas dos agentes que geram compromissos físicos e comerciais, quantidades de pré-despacho e o preço marginal do sistema para o dia seguinte.

Já no mercado de balanço, onde são verificadas quantidades efetivamente geradas e consumidas, que podem ou não diferir das quantidades ofertadas, é realizada uma nova rodada do modelo, agora com base nas curvas de consumo e geração, fruto da operação real do sistema. Como resultado, tem-se um

ex-post comercial, onde será realizado o balanço entre o mercado de dia seguinte e o próprio mercado de balanço. O ex-post físico não é um resultado do modelo propriamente dito, mas medições efetivas no sistema.

O que ocorre, portanto, é que, estabelecido um mecanismo de liquidação dupla, a rodada ex-ante comercial e a ex-post comercial serão sempre rodadas de um modelo (*software* de otimização) que possuem como resultado as variáveis de preço. Os preços (das simulações comerciais) e as quantidades (das simulações físicas) são o principal insumo para o processo de liquidação. Este tipo de procedimento é observado em países que adotam liquidação dupla (ou múltipla), como o México e a maior parte dos mercados da Europa e Estados Unidos. Um procedimento mais detalhado é proposto nas seções 2.4.1 e 2.4.2. Como já descrito nesse relatório, no Brasil, atualmente, a rodada comercial é realizada apenas ex-ante, uma vez que modelo vigente é uma liquidação única com quantidade ex-post e formação de preços ex-ante.

Na prática, a principal função da modelagem física ex-ante é fixar algumas variáveis de decisão que são difíceis de ajustar em tempo real (redespacho). Mesmo países que adotam precificação simples expost (e não uma liquidação dupla), como Colômbia e Nova Zelândia, fazem um “pré-despacho indicativo” ex-ante para ajudar a orientar a operação do sistema. Ao inserir um sinal de preços associado a este pré-despacho ex-ante (o que acontece em modelos de liquidação dupla), é de se esperar que as informações submetidas pelos agentes para o dia seguinte passem a ser mais confiáveis, podendo contribuir com informações relevantes no despacho.

No Brasil, existe uma rodada DESSEM “ex-ante física”, e também um processo “pós-DESSEM” cujo objetivo é determinar de forma final e consolidada o plano operativo para o dia seguinte. Neste sentido, levando em conta o papel das “quantidades ex-ante” no mecanismo de liquidação dupla e dos sinais de preço correspondentes, a melhor representação para o “despacho ex-ante físico” seria o resultado do pós-DESSEM. Nos países com liquidação dupla, a realização ex-post física quase nunca é uma rodada de *software* propriamente, e sim o resultado de um conjunto de medições em tempo real considerando as manobras que se fizeram necessárias para acomodar os eventos estocásticos efetivamente observados.

Nesse contexto, propõe-se que a execução do modelo (*software* de otimização) comercial para fins de liquidação, seja realizada pela CCEE, enquanto a execução do modelo (*software* de otimização) físico para fins de despacho seja realizado pelo ONS, similar ao que já ocorre atualmente.

2.4.1. MERCADO EX-ANTE (DO DIA SEGUINTE)

Após receber as ofertas dos agentes, o modelo (*software* de otimização), deverá ser executado pelo operador para a determinação da operação do dia seguinte. As curvas de preço-quantidade oferecidas passam a representar, então, curvas de custo para as centrais elétricas consideradas no modelo, assim como as restrições operativas, que são fixadas conforme as ofertas. Com isso temos a primeira liquidação financeira (natureza comercial), ou chamada liquidação ex-ante, que tem um resultado de despacho (natureza física), onde os geradores deverão receber pelo montante previsto a ser despachado e consumidores deverão pagar pelos montantes previstos demandados, avaliados ao custo marginal da respectiva zona, output do modelo (*software* de otimização).

Para fins de contabilização de receita, o cálculo a ser realizado no mercado de dia seguinte se dá por meio do produto entre o preço ex-ante (resultado da simulação comercial ex-ante) e o indicativo de despacho (resultado da simulação física ex-ante), representado pela formulação da Eq. 1 abaixo, sendo R^1 a receita no mercado do dia seguinte, p^1 o preço no mercado do dia seguinte e q^1 a quantidade no mercado do dia seguinte.

$$R^1 = p^1 \cdot q^1 \quad \text{Eq. 1}$$

Ressalta-se que os ajustes operativos entre a programação extraída do modelo (*software* de otimização), e o programa diário de produção (PDP) tendem a reduzir-se em um ambiente de formação de preços por ofertas, uma vez que não há a necessidade representação, por parte do operador, de todas as restrições físicas da totalidade de tecnologias com precisão em sua ferramenta computacional, dado que são os agentes geradores aqueles que passam a assumir a responsabilidade de que o perfil ofertado seja fisicamente viável, de forma que os agentes podem usar suas ofertas para informar suas restrições. Contudo, ressalta-se que devem existir incentivos econômicos para que os agentes de mercado declarem ofertas aderentes a realidade operativa, via sinal de preços ou responsabilização por erro de previsão, de forma serem evitados ao máximo, com intuito de redução de encargos.

2.4.2.MERCADO EX-POST (DE BALANÇO)

No mercado ex-post (também conhecido em algumas jurisdições por “mercado em tempo real” ou “mercado de balanço”), as quantidades efetivamente geradas e consumidas serão utilizadas para realização de uma segunda rodada do modelo (*software* de otimização), a qual será utilizada apenas para fins financeiros, de forma que definirá um novo preço de curto prazo de equilíbrio, chamado de ex-post. Com isso, o objetivo será calcular a diferença entre a liquidação no mercado de dia anterior e as quantidades efetivamente geradas ou consumidas, de forma que os agentes deverão receber ou pagar pelas diferenças, quando ocorreram.

O princípio chave é que, após a operação, é feita uma nova simulação de despacho de natureza comercial chamada de ex-post, e a partir dela é feita uma nova liquidação que utiliza as informações de geração e consumo efetivamente medidas em tempo real. Esse é então o mercado de balanço, ou segunda liquidação, onde serão realizados os ajustes advindos dos desvios observados com relação ao mercado de dia seguinte, ou seja, aqueles que tenham declarado indisponibilidade ou tenham desviado da sua oferta precisam, então, lidar com as consequências de tais alterações. O agente é responsabilizado proporcionalmente ao novo preço de equilíbrio do sistema no mercado de balanço.

Ou seja, a execução do modelo (*software* de otimização), ex-post gera uma simulação da operação ótima do sistema, uma vez conhecidas as variáveis de incertezas, como demanda de eletricidade, geração renovável, indisponibilidades, entre outros, com intuito unicamente de calcular preços para a liquidação do mercado de balanço, o preço ex-post. Nesse sentido, a receita do mercado de balanço R^2 será o produto do preço do mercado de balanço p^2 pela diferença entre a quantidade efetivamente gerada ou consumida no mercado de balanço q^2 e a quantidade ofertada no mercado de dia seguinte q^1 , ou seja, $q^2 - q^1$, como descrito na Eq. 2.

$$R^2 = p^2 \cdot (q^2 - q^1) \quad \text{Eq. 2}$$

Como exemplo, considere que o sistema possui duas usinas térmicas, A e B, que ofertaram para uma hora específica no mercado do dia seguinte uma quantidade de (até) 150 MW cada, pelos preços de 100 R\$/MW e 200 R\$/MW, respectivamente. No mercado do dia seguinte, é prevista uma demanda de 150 MW, razão pela qual o modelo (*software* de otimização) ex-ante despacha somente a térmica A e calcula o preço do mercado do dia seguinte como sendo o custo da térmica marginal de 100 R\$/MWh, térmica A. Dessa forma, no mercado do dia seguinte (liquidação ex-ante), a térmica A receberia

$100 [\$ / MW] \times 150 [MW] = 15.000 [\$]$, pagos pelo consumidor.

Contudo, no mercado de balanço, a térmica A informa a indisponibilidade de um de seus geradores, e afirma que sua capacidade máxima, para aquele dia, será de apenas 100 MW. Com isso o operador irá acionar a térmica B, que possui um custo 200 R\$/MW, e passa ser o custo marginal, dado que deverá gerar os 50 MW restantes previstos. De forma adicional, após as medições em tempo real, também no mercado de balanço, observa-se ainda que, em realidade, o consumidor demandou 160 MW e, como resultado, a térmica A despachou 100 MW – conforme indisponibilidade informada pela própria – e a térmica B gerou 60 MW, de modo a atender a demanda adicional (160 MW – 150 MW).

O operador irá executar a rodada ex-post do modelo (software de otimização), fixando, como acima descrito, a operação da térmica A (uma vez que ela se declarou indisponível) em 100 MW e a demanda em 160 MW. A operação ótima será exatamente a que ocorreu em tempo real e o preço marginal do mercado ex-post (de balanço) será de 200 R\$/MWh, o custo da térmica B. As liquidações no mercado de balanço irão ocorrer segundo a multiplicação entre o preço do mercado de balanço (de 200 R\$/MW) e os desvios entre a geração nos dois mercados. Por exemplo, o consumidor pagará $200 [R\$ / MW] \times (160 - 150) [MW] = 2000 [R\$]$ e a térmica B receberá $200 [R\$ / MW] \times 60 [MW] = 12.000 [R\$]$. Uma parte do valor recebido pela térmica B (R\$ 10.000) é paga pela térmica A, e corresponde ao pagamento por ter gerado em seu lugar, e outra parte (R\$ 2.000) é paga pelo consumidor, correspondendo à geração de 10 MW adicional, que o consumidor não havia contratado previamente (Tabela 1).

Tabela 1 - Liquidação ex-ante e ex-post.

Unidade	Mercado ex-ante (do dia seguinte)			Mercado ex-post (de balanço)			Remuneração total (R\$)
	Preço (R\$/MWh)	Quantidade (MW)	Liquidação (R\$)	Preço (R\$/MWh)	Quantidade (MW)	Liquidação (R\$)	
Térmica A	100.00	150	15,000.00	200.00	100	-10,000.00	5,000.00
Térmica B		0	-		60	12,000.00	12,000.00
Demanda		-150	-15,000.00		-160	-2,000.00	17,000.00

O que se observa é que, quando a otimização do mercado de balanço for mais “apertada” do que a otimização do mercado do dia seguinte, ou seja, com uma demanda maior ou geração inferior do que o previsto no mercado do dia seguinte, o preço ex-post será superior ao preço ex-ante, responsabilizando os agentes que declararam previsões com pouca acurácia, tendo exigido uma resposta de maior custo do sistema. Por outro lado, os agentes com capacidade de flexibilidade no mercado de balanço, que tenham aumentado sua geração por exemplo, serão beneficiados e receberão os valores correspondentes no mercado de balanço, com um valor maior do que observado no mercado de dia seguinte.

A CCEE em princípio utilizará os seus próprios dados de medição para executar o modelo (software de otimização) ex-post para a formação de preços e liquidação financeira ex-post. Os agentes que tiverem medições ex-post “compatíveis” com as ofertas submetidas ex-ante serão representados (para fins da simulação ex-post comercial e formação de preço) com essas mesmas ofertas, ao passo que agentes que tiverem medições “incompatíveis” serão representados com os montantes medidos diretamente (variável fixa). Uma informação adicional que pode ser relevante para esta construção da formação de preço ex-post são os ajustes operativos e acionamentos realizados próximo do tempo real pelo ONS, que devem ser informados à CCEE com este objetivo.

Em alguns mercados, permite-se que os agentes submetam uma nova oferta entre a liquidação ex-ante e a liquidação ex-post. Conceitualmente, a forma como representamos este tipo de desenho neste arcabouço é como um mecanismo de liquidação múltipla, já que os agentes submetem ofertas duas

vezes (para duas liquidações ex-ante), e a última oferta submetida é utilizada também para as validações ex-post.

2.5.VISÃO GERAL DAS MODALIDADES DE OFERTA

Ressalta-se aqui a importância do princípio de isonomia no formato das ofertas, de forma que haja a menor diferenciação possível entre os diferentes agentes ofertantes, com o intuito de obter uma competição sem privilégios, levando a um ótimo sistêmico à medida que as ofertas mais eficientes serão aquelas despachadas. No desenho conceitual é relevante considerar que as ofertas devem ser capazes de abarcar qualquer tipo de ofertante, provendo liberdade para a tomada de decisão dos agentes. Contudo, ressalta-se também que, sem ferir esse conceito base, possam ser definidos mecanismos de supervisão e punições aos agentes que agirem de forma indevida, assuntos que serão tratados mais adiante nesse relatório.

Em complemento à liberdade para submissão de ofertas, é pertinente que o formato das ofertas seja o mais simples possível, desde que garanta a representação necessária das características técnicas dos agentes e, portanto, enfrentamos um trade-off entre simplicidade e acurácia de representação física dos equipamentos. No México [9] [10] são permitidos de 3 a 11 pares de preço e quantidade, ao mesmo tempo que o mecanismo do *ISO New England* [11] permite até 50 pares para qualquer agente.

O processo de submissão de ofertas se inicia com a formulação de estratégias individuais dos agentes, elaborada com base em modelos ou critérios técnicos e de aversão ao risco. Como resultado, os agentes cadastrados para submeter ofertas devem submeter diariamente, antes de um horário pré-determinado, suas ofertas de compra e venda, segundo os formatos previstos no mercado. Ou seja, os consumidores e geradores do sistema declaram seus próprios parâmetros que serão utilizados nos modelos computacionais de despacho do Operador, que poderá ou não realizar validações das ofertas submetidas.

Os proprietários das unidades geradoras declaram diariamente ao operador a curva quantidade-preço e as restrições operativas a serem usadas nos modelos computacionais, e a mesma lógica vale para a demanda, onde os consumidores, ou seus representantes, como um distribuidor ou comercializador, declaram curvas quantidade-preço para compra de energia e restrições. A experiência internacional apresenta que, a depender do sistema, pode haver maior ou menor grau de detalhamento contido nas ofertas, como foi explorado em detalhe no Relatório 3 (entregável e.3.r) [12]. No caso da Colômbia, Mercado Regional da América Central e mercados europeus (Espanha, *Nord Pool* e Grã-Bretanha) há uma limitação nas ofertas de curva de quantidade-preço, de forma que não é possível detalhar diretamente as características das usinas. Em contrapartida, a Nova Zelândia e alguns mercados norte-americanos (Califórnia, PJM e Texas) permitem ofertas flexíveis, com maior detalhamento da curva preço-quantidade e com relação as restrições operativas das usinas.

Nesse mecanismo pode haver a possibilidade de que o operador do sistema continue a realizar, de forma centralizada, suas previsões de demanda e geração renovável. Essas previsões do operador não seriam vinculantes, mas poderiam ser disponibilizadas a público, de forma a ancorar expectativas ou a serem utilizadas por “agentes não ofertantes”. A divulgação das informações por parte do Operador serviria como referência e poderia ser útil para agentes menores que, por exemplo, escolham não desenvolver capacidades próprias de previsão.

Espera-se que os agentes tenham condições de adotar a melhor estratégia possível, seja de forma autônoma ou ao considerar os dados disponibilizados pelo operador, uma vez que todos os agentes estarão sujeitos à liquidação dupla. Desse modo, tanto o “agente não ofertante” quanto o “agente

ofertante”, serão responsabilizados por eventuais desvios entre mercado de dia seguinte e o mercado de balanço.

O “agente ofertante” deverá submeter ofertas para cada hora do dia seguinte, e essas ofertas poderão ser (i) ofertas independentes; (ii) ofertas de perfil ou (iii) ofertas de reservatório virtual. O “agente não ofertante” também deverá ser representado no problema de otimização do despacho da mesma forma que os outros, mas admite-se que as suas curvas de oferta nesses casos serão submetidas por um “agente representante” – que pode ter sido contratado explicitamente pelo agente não-ofertante para fins de representação neste processo, ou corresponder a um “representante de última instância” (atividade que pode inclusive ser de responsabilidade do próprio operador). A

Figura 6 representa tais modalidades.

Figura 6 – Estrutura base das ofertas que podem ser submetidas.



Cada **oferta independente** se refere a uma hora específica e não existe qualquer dependência entre as horas ofertadas, enquanto as **ofertas de perfil** (“multi-horárias”) são compostas por um dado de preço (único) e um vetor de quantidades para cada hora do dia seguinte. Devido a essa estrutura, **a oferta só pode ser acionada segundo um perfil específico, embora a combinação de múltiplas ofertas de perfil sem restrições possa gerar outros perfis**. Por exemplo, considere um conjunto de oferta de três horas, sendo uma delas com quantidades (hora 1: 100; hora 2: 0; hora 3: 0) e uma outra com quantidades (hora 1: 0; hora 2: 100; hora 3: 0), é possível combiná-las para produzir, por exemplo, o perfil (hora 1: 100; hora 2: 100; hora 3: 0) ou o perfil (hora 1: 20; hora 2: 90; hora 3: 0), ou qualquer combinação para as duas primeiras horas desde que a terceira hora permaneça em zero, dado que os dois perfis disponíveis possuem valor zero na terceira componente.

Vale ressaltar que as ofertas de perfil podem apresentar restrições, limitando o despacho a ser realizado, que deverá seguir um desenho pré-determinado. Essas restrições poderão representar complementariedades, valores mínimos de despacho ou, ainda, condições de dependência entre os diferentes segmentos ofertados (uma oferta pode conter múltiplos “segmentos”, como será explorado nos capítulos subsequentes). Com isso, os agentes podem, por meio das ofertas, representar condições técnicas da usina, considerando suas restrições operativas específicas. **As ofertas de perfil serão exploradas nos capítulos 3 e 4 desse relatório.**

O agente ofertante também poderá apresentar ofertas de reservatório virtual, sendo que este é, fundamentalmente, uma “conta” de direitos de energia que provém de um ou mais reservatórios físicos, monitorados por cada agente individual. Os agentes passam a ter direito a “cotas de afluência”, e o reservatório virtual permite que os agentes armazenem esses direitos de afluência para realização de ofertas, a escolha entre gerar hoje ou no futuro, em função da função de custo futuro e função de custo imediato que cada agente deverá estimar. A decisão de utilização dos créditos no presente ou no futuro

é fator de escolha do próprio agente, mas este segue assumindo o risco hidrológico dado pela participação nas afluições. Dessa forma, as curvas quantidade-preço declaradas pelos agentes hidrelétricos refletem suas próprias análises de custo de oportunidade e o Capítulo 5 desse relatório irá apresentar e aprofundar os conceitos relativos aos reservatórios virtuais.

Como já citado, a lógica das ofertas também se aplica aos consumidores, que deverão apresentar ofertas com pares quantidade e preço para as diferentes horas do dia seguinte, tendo assim a flexibilidade para desenvolver estratégias individuais. Por exemplo, um consumidor poderia adaptar sua oferta de maneira a indicar que um determinado processo industrial não pode ser desligado de uma hora para outra ou, então, poderia ofertar preços negativos para acionar equipamentos em horários que normalmente não acionaria, indicando o custo para realizar um deslocamento da demanda para horários que possam ser mais convenientes para o sistema.

Destaca-se que, além das possibilidades acima descritas, o mecanismo a ser estabelecido no Brasil poderia considerar, ainda, ofertas de agentes sem ativo físico, denominadas “ofertas virtuais” ou “ofertas de convergência”. Tomando como base um mercado com liquidação dupla, agentes sem qualquer ativo de geração ou demanda, por exemplo, poderiam submeter ofertas no mercado do dia seguinte que, por consequência, formariam preço no mercado ex-ante, mas que teriam valor correspondente a zero no mercado físico ex-post, contudo, gerando compromissos comerciais no ex-post para esses agentes.

Essa condição foi analisada no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4] e apresenta que, dada a dupla liquidação, no mercado ex-ante o ofertante, supondo que realize uma oferta virtual de geração, irá receber uma receita ex-ante (R^1) que será produto entre a quantidade que o modelo decide gerar a partir da oferta virtual (q^1) e o preço da primeira liquidação, ex-ante (p^1), como descrito na Eq. 3:

$$R^1 = p^1 \cdot q^1 \quad \text{Eq. 3}$$

Já no tempo real, sendo a geração desse agente igual a zero ($q^2 = 0$), o mesmo é responsabilizado pela diferença entre o mercado de balanço e o mercado de dia seguinte ($q^2 - q^1$), ou seja, será responsável por pagar, ao preço de fechamento de mercado em tempo real, preço ex-post (p^2), a diferença entre a quantidade gerada em tempo real ($q^2 = 0$) e a quantidade despachada na etapa ex-ante (compromisso comercial), fruto da oferta realizada (q^1), como descrito na Eq. 4.

$$R^2 = p^2 \cdot (q^2 - q^1) \quad \text{Eq. 4}$$

Como $q^2 = 0$, temos, então, a Eq. 5:

$$R^2 = p^2 \cdot (-q^1) \quad \text{Eq. 5}$$

O potencial de ganho desse agente é proporcional a diferença entre os preços ex-ante (p^1) e ex-post (p^2), de forma que, nesse caso, como a oferta virtual é de “energia gerada”, ele poderá auferir lucros caso o preço do mercado de dia seguinte (ex-ante) seja superior ao preço do mercado de balanço (ex-post), ou seja, $p^1 > p^2$. Caso contrário, $p^1 < p^2$ o agente irá auferir prejuízos, como demonstrado pelas Eq. 6 e Eq. 7.

$$R^1 + R^2 = (p^1 \cdot q^1) + (p^2 \cdot (-q^1)) \quad \text{Eq. 6}$$

$$R^1 + R^2 = q^1 \cdot (p^1 - p^2) \quad \text{Eq. 7}$$

Contudo, vale destacar que se muitos agentes fazem o mesmo, ou seja, oferecem ofertas virtuais de

geração, a tendência é um aumento da oferta a ser considerada pelo operador no despacho do dia seguinte, levando a uma redução do preço ex-ante que tende a se aproximar do preço ex-post. O item 6.3.11 do Relatório 4 (entregável e.4.r) [4], apresentou que ofertas virtuais podem ajudar na convergência dos preços do dia seguinte e do tempo real, melhorando a gestão de riscos e aumentando a competitividade. No entanto, o benefício de permitir tais ofertas deve ser avaliado à luz do esforço de operacionalizá-las (e potencialmente validá-las), além da preocupação com garantir que agentes não usufruam de eventuais falhas de mercado para benefício próprio. Embora os mercados nos Estados Unidos, por exemplo, tendam a implementar as ofertas virtuais, a maior parte dos países da Europa não as utiliza (permitindo apenas ofertas associadas a ativos físicos), como indicado no Relatório 3 (entregável e.3.r) [12].

Em suma, tem-se um mecanismo baseado em ofertas com as seguintes características para a sua operacionalização:

- Ofertas submetidas por um agente ofertante (ou o seu representante, possivelmente um representante de última instância), anteriormente à consolidação do mercado ex-ante.
- Há três “formatos” previstos para as ofertas que podem ser submetidas: ofertas independentes, ofertas de perfil, e ofertas de reservatório virtual. Estes três formatos serão objeto de detalhamento nos capítulos seguintes.
- Há ainda uma etapa de validação de ofertas, que será detalhada em entregáveis posteriores (e.7.r e e.8.r), mas que deve aplicar regras claras e pré-definidas para rejeitar ou ajustar as ofertas submetidas.
- O mesmo conjunto de ofertas é utilizado nas simulações ex-ante física (para obter quantidades comprometidas ex-ante) e ex-ante comercial (para obter os preços ex-ante).
- Em tempo real, são feitas as medições do sistema, que corresponderão às quantidades validadas ex-post. Diferenças entre as quantidades ex-ante e ex-post deverão ser valoradas ao preço ex-post, que é obtido da simulação ex-post comercial (que utiliza como dados de entrada um misto das ofertas submetidas e medições validadas).
- Nota-se que este processo na prática diz respeito à contabilização, e não à liquidação financeira efetiva (que depende de operacionalizar os fluxos de pagamento). Possíveis aprimoramentos neste processo não são tratados neste projeto.

3.Explorando ofertas independentes VS de perfil

No desenho de um mecanismo de formação de preço por oferta, é necessário estabelecer alguns “formatos” a partir dos quais os agentes são capazes de prover informações sobre a sua disponibilidade e custos. Esta informação provida pelos agentes, ao menos no contexto do setor elétrico, é utilizada pelo operador na construção de um problema de otimização que será efetivamente utilizado para definir as decisões de despacho e os preços de equilíbrio.

O objetivo deste capítulo é construir passo a passo essa lógica, argumentar porque esta representação baseada em ofertas é adequada, e introduzir a distinção entre os dois principais tipos de oferta presentes na estruturação de mercado proposta: as ofertas independentes (horárias) e as ofertas de perfil (multi-horárias).

Conceitualmente, as ofertas independentes e as ofertas de perfil representam um arcabouço bastante flexível para representar uma gama muito ampla de diferentes tipos de agente que podem conectar-se à rede elétrica, respeitando o princípio de neutralidade tecnológica [13]. Para as ofertas de perfil especificamente, o arcabouço fundamental introduzido neste capítulo será complementado por componentes que serão introduzidas no Capítulo 4.

3.1.PROBLEMA MULTI-HORÁRIO E OFERTAS DE PERFIL

O item 3.3 apresentou a formulação base para o problema de fechamento do mercado a partir da minimização do custo associado às ofertas (preço e quantidade) para o despacho ótimo do sistema, considerando o conjunto de unidades de mercado \mathcal{J} . Contudo, como a formação de preços usualmente se dá de forma horária (e em alguns casos com intervalos ainda inferiores), a submissão de ofertas e a otimização deverá ser realizada para cada hora do dia seguinte e, por isso, incluiremos ao problema de otimização a diferenciação por horas nas ofertas apresentadas. Nesse item trataremos das ofertas de perfil, compostas por um dado de preço único e um vetor de quantidades para cada hora do dia seguinte. Nesse sentido, a representação do problema de otimização passa a contar com mais um conjunto, \mathcal{H} , que representa o conjunto viável de horas para o dia seguinte.

3.1.1.FORMULAÇÃO GENÉRICA

Como descrito na sessão anterior, os agentes deverão submeter suas ofertas, que serão incluídas no modelo (*software* de otimização) para realização do despacho e haverá sempre haverá uma “última etapa” controlada pelo agente operador, em que as decisões operativas de fato são tomadas, representadas aqui pela variável q_{jh} . Ressalta-se então que as quantidades q_{jh} estarão associadas a uma unidade $j \in \mathcal{J}$ e a uma hora $h \in \mathcal{H}$, para todo h . Os dados de entrada do problema são informados pelos próprios agentes controladores das respectivas unidades j para a hora h , quais sejam: funções custo C_j^Q e os conjuntos de possibilidades de produção \mathcal{Q}_j .

Dessa forma, as quantidades q_{jh} produzidas ou consumidas por cada agente são determinadas pelo agente operador, dado um preço marginal π_h . Nota-se que passa a haver uma equação de balanço e, portanto, um preço π para cada hora h representada. O conjunto \mathcal{Q}_j determina quais são os valores possíveis para a escolha q_{jh} e a função C_j^Q associa a cada possível escolha q_{jh} um custo de se operar a unidade no ponto operativo q_{jh} . Pode-se pensar no conjunto \mathcal{Q}_j como sendo associado às ofertas de quantidade dos agentes e na função C_j^Q como sendo associada às ofertas de preço, e a equação de

balanço oferta-demanda diz que a soma das quantidades produzidas ($q_{jnh} > 0$) e consumidas ($q_{jnh} < 0$) devem somar zero. Com isto, temos a formulação representada pela Eq. 8:

$$\min_q \sum_{j \in \mathcal{J}} C_j^Q(\{q_{jh}\}_h) \quad \text{Eq. 8a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j \in \mathcal{J}} q_{jh} = 0 \quad \forall h : \pi_h \quad \text{Eq. 8b}$$

$$\{q_{jh}\}_h \in \mathcal{Q}_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 8c}$$

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
 - $h \in \mathcal{H}$ representa o conjunto de horas viável para o dia seguinte
- Dados de entrada
 - \mathcal{Q}_j representa o conjunto de ofertas viáveis da unidade j
 - C_j^Q representa a função custo da unidade j
- Variáveis de decisão
 - q_{jh} representa a variável primal correspondendo à “quantidade” de energia elétrica relativa à unidade j na hora h , sendo q_{jh} maior que zero geração e q_{jh} menor que zero de consumo
 - π_h representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda para a hora h

3.1.2.FORMULAÇÃO POR SEGMENTOS

Assim como descrito em 3.3.2, o item 3.2 também elencou uma representação mais geral, sendo possível utilizar uma hipótese simplificadora de que a função custo é convexa e linear por partes e, portanto, pode ser representada por um conjunto de pares preço-quantidade, assim como será implementado neste projeto.

Com isso, representamos o conjunto de pares preço-quantidade que definem a representação de cada unidade j para cada hora h por $\mathcal{M}(j)$, de modo que as informações submetidas pela unidade ofertante (consumo ou geração) ao operador, que representamos na seção anterior como \mathcal{Q}_j e C_j^Q , serão na prática representadas sob a forma (P_{jm}, Q_{jmh}) para cada $m \in \mathcal{M}(j)$, considerando que são **compostas por um dado de preço único e um vetor de quantidades para cada hora do dia seguinte h** . Ou seja, a oferta só pode ser acionada segundo um perfil específico, embora a combinação de múltiplas ofertas de perfil sem restrições possa gerar outros perfis.

Logo, a unidade j informa, para um conjunto de segmentos m um vetor de quantidades Q_{jmh} e um preço médio associado, P_{jm} , representado pela Eq. 9.

$$\min_{\lambda_{am}} \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{j \in \mathcal{J}} c_{jh} \quad \text{Eq. 9a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j \in \mathcal{J}} q_{jh} = 0 \quad : \pi_h \quad \text{Eq. 9b}$$

$$q_{jh} = \sum_{m \in \mathcal{M}(j)} \lambda_{jm} Q_{jmh} \quad \text{Eq. 9c}$$

$$c_{jnh} = \sum_{m \in \mathcal{M}(j)} \lambda_{jm} Q_{jmh} P_{jm} \quad \text{Eq. 9d}$$

$$0 \leq \lambda_{jm} \leq 1 \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 9e}$$

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
 - $h \in \mathcal{H}$ representa o conjunto de horas viável para o dia seguinte
 - $m \in \mathcal{M}(j)$ representam o conjunto de pares preço-quantidade
- Dados de entrada
 - P_{jm} representa o conjunto de preços ofertados para cada $m \in \mathcal{M}(j)$
 - Q_{jmh} representa o conjunto de quantidades ofertadas para cada $m \in \mathcal{M}(j)$
- Variáveis de decisão
 - λ_{jm} representa a variável primal que corresponde ao aceite da oferta para o aceite da oferta, podendo assumir valores entre 0 e 1, sendo 0 o não aceite da oferta e 1 o aceite completo da oferta
 - π_h representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda
 - q_j e c_j são expressões auxiliares utilizadas na representação acima correspondendo à quantidade total e custo total respectivamente, calculados a partir das variáveis primais λ_{jm}

3.1.3. EXEMPLO NUMÉRICO

Para melhor compreensão, seguiremos o exemplo dado no item 3.3.3, porém, incluindo o aspecto multi-horário. Vale ressaltar que as ofertas de perfil são mais flexíveis, o que será demonstrado no exemplo abaixo, ao ilustrar ofertas de perfil que emulam um caso de ofertas independentes para duas horas.

Imagine um sistema simplificado em que temos as mesmas três unidades (A, B e D) porém, agora, cada uma das unidades faz ofertas com dois segmentos (um dado de preço único e um vetor de, nesse caso, duas quantidades), uma para Hora 1 e outra para Hora 2⁶. Notacionamos o segmento m da unidade j com os seus respectivos pares preço e quantidade (P_{jm}, Q_{jmh}) descritos na Tabela 2.

Tabela 2 - Ofertas de Perfil usadas para representar ofertas independentes.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000

⁶ Vale destacar que não há nenhuma relação entre o número de segmentos e o número de horas – o próximo exemplo, na Tabela 4, indicará uma oferta de perfil para o agente B cobrindo as duas horas do dia

B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	60	0	9900
B	2	Oferta B2 P_{B2}, Q_{B2}	165	0	60	9900
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

Considerando um sistema simplificado, dadas as ofertas representadas na Tabela 2, temos uma demanda (Oferta D1) de 50 MW para Hora 1 ($Q_{D11} = -50$) e uma demanda (Oferta D2) de 30 MW para Hora 2 ($Q_{D22} = -30$). A solução de otimização para a Hora 1 se dará exatamente igual ao exemplo do item 3.3.3, ou seja, implicará no aceite da Oferta A1 (unidade A segmento 1) por completo ($Q_{A1} = 40$) e o aceite parcial da Oferta B1 (unidade B segmento 1), ou seja apenas 10 MW dos 60 MW ofertados. Isso quer dizer que o λ_{jm} para a Oferta A1 será $\lambda_{A1} = 1$ (acionamento integral), e, para a Oferta B1, será de $\lambda_{B1} = 0,167$ (acionamento parcial, equivalente a 10/60), sendo a demanda (Oferta D1) atendida de forma integral.

Já a solução de otimização para a Hora 2, considerando uma demanda (Oferta D2) de 30 MW ($Q_{D22} = -30$), se dará por meio da ativação parcial apenas da Oferta A2 (unidade A segmento 2), de forma que $\lambda_{A2} = 0,75$ (acionamento parcial, equivalente a 30/40), enquanto a Oferta 2B (unidade B segmento 2) não será ativada, ou seja, $\lambda_{B2} = 0$, sendo a demanda totalmente atendida apenas pela unidade A. Notem que as ofertas realizadas possuem um perfil específico mas o despacho resultou em uma combinação distinta do perfil, dado que não existia nenhuma restrição para ativação das ofertas. Os resultados estão descritos na Tabela 3, com os valores finais de Despacho:

Tabela 3 - Resultado das Ofertas de Perfil usadas para representar ofertas independentes.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	30	3000
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	10	0	1650
B	2	Oferta B2 P_{B2}, Q_{B2}	165	0	0	0
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

Faremos agora um outro exemplo (representado na Tabela 4), considerando que o Unidade B possui uma restrição de mínimo tempo ligado, o que quer dizer geração despachada para Hora 1 dessa unidade deve ser estritamente igual à geração despachada para Hora 2, mas não necessariamente deve ser o valor integral ofertado. Nesse exemplo, a demanda ofertada será similar ao exemplo anterior, na Hora

1 é de 50 MW e Hora 2 de 30 MW.

Tabela 4 - Ofertas de Perfil usadas para representar uma restrição de mínimo tempo ligado (as duas horas são ativadas juntas).

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jmh} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	60	60	9900
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

A solução de otimização agora deverá ser realizada considerando a restrição de mínimo tempo ligado da Unidade B. Dessa forma, o despacho da Hora 1 será similar ao exemplo anterior, aceite da Oferta A1 (Unidade A segmento 1) por completo ($Q_{A11} = 40$) e o aceite parcial da Oferta B1 (Unidade B segmento), que significa apenas 10 MW dos 60 MW ofertados, portanto, $\lambda_{A1} = 1$ e $\lambda_{B1} = 0,167$.

Como já antecipado, tendo em vista que a Unidade B possui restrição de mínimo tempo ligado, esse deverá ter o mesmo nível de despacho na Hora 1 e na Hora 2, ou seja, 10 MW e, por isso, a Unidade A segmento 2 terá apenas 20 MW despachados na Hora 2 (20 MW dos 40 MW ofertados). Portanto, $\lambda_{A2} = 0,5$ (equivalente à 20/40) e $\lambda_{B2} = 0,167$. Essa mudança ocorre, pois, como a otimização se dá para o conjunto de horas e deve levar em consideração a restrição apresentada pela Unidade B, é mais vantajoso que a Unidade B seja despachada em ambas as horas (10MW) do que a alternativa, que seria um déficit na Hora 1, dado que a Unidade A não atenderia a demanda total de 50 MW. Este resultado está descrito na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado das Ofertas de Perfil usadas para representar uma restrição de mínimo tempo ligado (as duas horas são ativadas juntas).

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jmh} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	20	2000
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	10	10	3300
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

3.2. REPRESENTAÇÃO DE COMPLEXIDADES ADICIONAIS

Apesar dos exemplos apresentados nas seções anteriores não representarem estritamente todas as complexidades de um sistema real, é possível introduzir muitos desses elementos de complexidade ao modelo utilizando os princípios apresentados. Nesta seção, são exploradas algumas complexidades “típicas” e mostrado que elas poderiam ser incorporadas nas representações do problema de otimização utilizando a representação conceitual das ofertas independentes e de perfil.

3.2.1. SISTEMA MULTI-ZONAL

Considerando um ecossistema mais complexo e próximo a realidade dos sistemas elétricos com múltiplas zonas ou submercados, o problema de otimização deverá considerar algumas decisões do operador que estejam relacionadas a restrições de rede (limites de intercâmbio). Aqui os agentes também submetem suas ofertas que serão, então, incluídas no modelo (software de otimização).

O problema apresenta-se de forma similar, contudo, com a inclusão de \mathcal{N} como conjunto de zonas de produção e consumo, sendo \mathcal{J} o conjunto de unidades de mercado, $\mathcal{J}(n)$ o conjunto de unidades localizadas na zona n e \mathcal{H} , que representa o conjunto viável de horas para o dia seguinte. Ressalta-se que os intercâmbios entre zonas de mercado poderiam ser representados por meio de ofertas (pares preço-quantidade) submetidas pelos “agentes de transporte” (operadores das redes de transmissão). Nesse caso, a oferta de um “agente de transporte” exportador seria similar à de um gerador e a oferta de um “agente de transporte” importador se daria no formato similar ao de um consumidor.

Contudo, dada a característica de monopólio natural das redes de transmissão e o papel do Operador Nacional do Sistema, os intercâmbios podem ser representados como quantidades que são definidas pelo próprio Operador Nacional e, para isso, adiciona-se o conjunto \mathcal{X} , que corresponde às decisões viáveis do operador do sistema, que deverá fazer parte do problema de otimização dada a decisão x do operador ($x \in \mathcal{X}$), a ser apresentado ao mercado de forma ex-ante, informando os limites de intercâmbio entre as zonas do sistema.

Dessa forma, os agentes devem submeter suas ofertas que serão incluídas no modelo (software de otimização) para realização do despacho, havendo sempre uma “última etapa” controlada pelo operador em que as decisões operativas de fato são tomadas, representadas pela variável q_{jhn} . Ressalta-se então que as quantidades q_{jhn} estarão associadas a uma unidade $j \in \mathcal{J}$, uma hora $h \in \mathcal{H}$ e uma zona $n \in \mathcal{N}$, para todo h e n .

Nota-se que, aqui, uma parte dos dados de entrada do problema são informados pelos próprios agentes controladores das respectivas unidades j , representado pela função custo C_j^Q (uma para cada unidade $j \in \mathcal{J}$) e os conjuntos de possibilidades de produção \mathcal{Q}_j . De forma adicional, uma outra parte dos dados de entrada (restrições de rede) do problema serão as quantidades associadas à função Q^X e conjunto viável \mathcal{X} , que representam como o operador poderá operar os limites de intercâmbio, dada uma hora específica $h \in \mathcal{H}$ e uma zona de produção $n \in \mathcal{N}$.

O conjunto \mathcal{Q}_j determina quais são os valores possíveis para a escolha q_{jhn} e a função C_j^Q associa a cada possível escolha q_{jhn} um custo de se operar a unidade no ponto operativo q_{jhn} . Similarmente ao item 3.3, pode-se pensar no conjunto \mathcal{Q}_j como sendo associado às ofertas de quantidade dos agentes e na função C_j^Q como sendo associada às ofertas de preço, mas aqui o operador tem atuação nessa representação, ao incluir os limites de intercâmbio, de maneira que a restrição ao problema de

otimização é a equação de balanço oferta-demanda que diz que a soma das quantidades produzidas ($q_{jhn} > 0$) e consumidas ($q_{jhn} < 0$), em conjunto com as quantidades fruto da decisão do operador, que devem somar zero, representado pela Eq. 10.

$$\min_{x,q} \sum_{j \in \mathcal{J}} C_j^Q(\{q_{jhn}\}_{hn}) \quad \text{Eq. 10a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{\substack{n \in \mathcal{N} \\ h \in \mathcal{H}}} q_{jhn} + Q_{hn}^X(x) = 0 \quad \forall n, h : \pi_{hn} \quad \text{Eq. 10b}$$

$$\{q_{jhn}\}_{hn} \in \mathcal{Q}_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 10c}$$

$$x \in \mathcal{X} \quad \text{Eq. 10d}$$

Ou seja, em síntese:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
 - $n \in \mathcal{N}$ representa o conjunto de zonas, que poderia equivaler aos submercados no Brasil
 - $x \in \mathcal{X}$ representa o conjunto de decisões do operador do sistema
 - $h \in \mathcal{H}$ representa o conjunto de horas viável para o dia seguinte
- Dados de entrada
 - \mathcal{Q}_j representa o conjunto de ofertas viáveis da unidade j
 - C_j^Q representa a função custo da unidade j
- Variáveis de decisão
 - q_{jhn} representa a variável primal correspondendo à “quantidade” de energia elétrica relativa à unidade j , para a zona n e hora h , sendo q_{jhn} maior que zero geração e q_{jhn} menor que zero de consumo
 - x representa a variável de decisão do operador
 - π_{hn} representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda para a zona n e hora h

3.2.2. OUTRAS DECISÕES E RESTRIÇÕES VISTAS PELO OPERADOR

Como já introduzimos a variável $x \in \mathcal{X}$ que representa o conjunto de decisões do operador do sistema, podemos usar essa representação de forma mais geral e, com isso, além das restrições de intercâmbio, podemos representar decisões do operador associadas às restrições hídricas, por exemplo, ao incluir uma função objetivo C^X , associada ao custo atrelado à decisão do operador, que pode haver interdependência com outras decisões \mathcal{X}^Q . No caso de a variável x representar uma decisão de violação de uma restrição hídrica, é importante representar a penalidade associada a esta violação por meio da função C^X (ou, caso a restrição hídrica não possa ser violada, na representação do conjunto viável \mathcal{X}).

Dessa forma, uma outra maneira de representar as decisões do operador, para além das restrições de intercâmbio, seria a inclusão da função custo C^X no problema de otimização, que associa a cada possível escolha x um custo pela decisão tomada pelo operador, que passa a fazer parte do “fechamento de mercado”, ou *market clearing*. Além dos limites de intercâmbio, o operador poderia também internalizar em sua decisão decisões de violação hídrica, por exemplo, de forma a trazer maior confiabilidade para o sistema.

Aqui também podemos pensar no conjunto \mathcal{Q}_j como sendo associado às ofertas de quantidade dos agentes e na função C_j^Q como sendo associada às ofertas de preço, mas aqui o operador possui escolha mais relevante nessa representação, de maneira que a restrição ao problema de otimização também será a equação de balanço oferta-demanda que diz que a soma das quantidades produzidas ($q_{jhn} > 0$) e consumidas ($q_{jhn} < 0$), em conjunto com as quantidades Q_{hn}^x fruto da decisão do operador x , devem somar zero, representado pela Eq. 11.

$$\min_{q,x} \sum_{j \in \mathcal{J}} C_j^Q(\{q_{jhn}\}_{hn}) + C^X(x) \quad \text{Eq. 11a}$$

$$\sum_{\substack{n \in \mathcal{N} \\ h \in \mathcal{H}}} q_{jhn} + Q_{hn}^x(x) = 0 \quad \forall n, h : \pi_{nh} \quad \text{Eq. 11b}$$

$$\{q_{jhn}\}_{hn} \in \mathcal{Q}_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 11c}$$

$$(x, \{q_{jhn}\}_{hn}) \in \mathcal{X}^Q \quad \text{Eq. 11d}$$

Ou seja, em síntese:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
 - $n \in \mathcal{N}$ representa o conjunto de zonas, que poderia equivaler aos submercados no Brasil
 - $x \in \mathcal{X}$ representa o conjunto de decisões do operador do sistema
 - $h \in \mathcal{H}$ representa o conjunto de horas viável para o dia seguinte
- Dados de entrada
 - \mathcal{Q}_j representa o conjunto de ofertas viáveis da unidade j
 - C_j^Q representa a função custo da unidade j
 - C^X representa a função custo associada à decisão x do operador
- Variáveis de decisão
 - q_{jhn} representa a variável primal correspondendo à “quantidade” de energia elétrica relativa à unidade j , para a zona n e hora h , sendo q_{jhn} maior que zero geração e q_{jhn} menor que zero de consumo
 - x representa a variável de decisão do operador
 - π_{nh} representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda para a hora h e zona n

3.3.FORMULAÇÃO BASE DO PROBLEMA DE FECHAMENTO DO MERCADO

O problema base a ser resolvido para fechamento do mercado é a minimização dos custos das ofertas para o despacho ótimo do sistema, sujeito a condição de equilíbrio, em que oferta é igual a demanda. Iniciaremos com uma formulação simplificada, considerando um sistema de uma única zona ou submercado, ou seja, sem restrições de intercâmbio e tampouco sem restrições incluídas no despacho por decisão do operador. Vamos explorar inicialmente um caso em que só desejamos otimizar uma hora e uma região de cada vez (ou seja, não precisamos representar múltiplas zonas nem múltiplas horas e, portanto, há um único preço de equilíbrio).

3.3.1.FORMULAÇÃO GENÉRICA

No mecanismo de preços por oferta especificamente, os agentes devem submeter suas ofertas que

serão incluídas no modelo (*software* de otimização) para realização do despacho. Contudo, importa ressaltar que sempre haverá uma “última etapa” controlada pelo agente operador em que as decisões operativas de fato são tomadas.

O modelo de formação de preços, com as hipóteses subjacentes apresentadas anteriormente, pode ser representado na forma do problema de otimização da Eq. 12. Este problema de otimização corresponde ao fechamento de mercado, ou *market clearing*, em que o agente operador determina as quantidades q_j produzidas ou consumidas por cada agente, bem como o preço marginal π . No modelo por ofertas, os dados de entrada do problema são informados pelos agentes controladores de cada uma das unidades $j \in \mathcal{J}$ presentes no sistema: são eles as funções C_j^Q e os conjuntos de possibilidades de produção \mathcal{Q}_j .

$$\min_q \sum_{j \in \mathcal{J}} C_j^Q(q_j) \quad \text{Eq. 12a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j \in \mathcal{J}} q_j = 0 \quad : \pi \quad \text{Eq. 12b}$$

$$q_j \in \mathcal{Q}_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 12c}$$

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
- Dados de entrada
 - \mathcal{Q}_j representa o conjunto de ofertas viáveis da unidade j
 - C_j^Q representa a função custo da unidade j
- Variáveis de decisão
 - q_j representa a variável primal correspondendo à “quantidade” de energia elétrica relativa à unidade j , sendo q_j maior que zero geração e q_j menor que zero de consumo
 - π representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda.

O conjunto \mathcal{Q}_j determina quais são os valores possíveis para a escolha q_j e a função C_j^Q associa a cada possível escolha q_j um custo de se operar a unidade no ponto operativo q_j . Pode-se pensar no conjunto \mathcal{Q}_j como sendo associado às ofertas de quantidade dos agentes e na função C_j^Q como sendo associada às ofertas de preço. O operador não possui nenhuma escolha nessa representação: a única restrição adicional ao problema de otimização é a equação de balanço oferta-demanda, que diz que a soma das quantidades produzidas ($q_j > 0$) e consumidas ($q_j < 0$) devem igualar-se exatamente⁷.

Alguns exemplos práticos de representação de ofertas:

- **Usina termelétrica flexível a CVU constante.** Temos uma térmica que está disposta a produzir até 100 MW, com um custo variável unitário constante de 20 R\$/MWh. Como a térmica é totalmente flexível, ela informa \mathcal{Q}_j correspondendo ao intervalo de 0 MW a 100 MW. A sua função custo será linear, considerando o seu CVU constante e, portanto, pode ser representada por $C_j^Q(q) = 20 \cdot q$, dado que o custo será o preço ofertado pela quantidade a ser despachada pelo

⁷ Algumas representações permitem que esta seja uma restrição de desigualdade e não de igualdade. Implicitamente, usar uma restrição de desigualdade sugere que é possível desfazer-se de um excesso de geração a nenhum custo – o que, considerando situações de vertimento de renovável, pode não ser verdade em escalas curtas de tempo.

modelo.

- **Demanda interrompível ao custo de déficit.** Temos uma demanda que deseja consumir 200 MW mas está disposta a ter sua demanda reduzida até zero se o custo for elevado demais. Logo, ela informa Q_j correspondendo a intervalo de -200 MW a 0 MW, e a função custo correspondente ao seu custo do déficit. Segundo as definições típicas, o custo do déficit é zero se a demanda consumir o máximo que ela deseja ($q = -200$ leva a um custo $C_j^Q(-200) = 0$) e aumenta linearmente de acordo com a disposição a pagar pelo corte de energia – que usamos neste exemplo como sendo igual a 500 R\$/MWh. Podemos verificar que a função $C_j^Q(q) = 500 \cdot (q + 200)$ satisfaz a estas características desejadas.
- **Demanda inflexível.** O agente deseja consumir 200 MW independentemente do que aconteça no restante do sistema. Dessa forma, Q_j corresponde a um único ponto operativo possível: -200 MW. A função custo na prática não afeta a decisão para este agente específico, mas é razoável utilizar $C_j^Q(-200) = 0$.

3.3.2.FORMULAÇÃO POR SEGMENTOS

Na prática, para a implementação desenvolvida neste projeto (como outras da literatura [13]), é utilizada a hipótese simplificadora de que a função custo é convexa e linear por partes e, portanto:

- Os dados de entrada C_j^Q, Q_j podem ser representados por um conjunto de pares preço-quantidade (P_m, Q_m) para cada segmento m ; e
- A decisão de acionamento pode ser representada por variáveis $\lambda_{jm} \in [0,1]$ que representam a fração acionada do segmento m para cada unidade j .

Nota-se que uma oferta pode conter múltiplos “segmentos” (cada segmento tem um valor diferente de preço e quantidade) e o número de segmentos pode ser diferente para cada agente: escrevemos $\mathcal{M}(j)$ o conjunto de segmentos utilizado pela unidade j . Com isto, temos a seguinte formulação alternativa do problema de otimização, representada pela 13:

$$\min_{\lambda_{jm}} \sum_{j \in \mathcal{J}} c_j \quad \text{Eq. 13a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j \in \mathcal{J}} q_j = 0 \quad : \pi \quad 13b$$

$$q_j = \sum_{m \in \mathcal{M}(j)} \lambda_{jm} Q_m \quad 13c$$

$$c_j = \sum_{m \in \mathcal{M}(j)} \lambda_{jm} Q_m P_{jm} \quad 13d$$

$$0 \leq \lambda_{jm} \leq 1 \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad 13e$$

Nota-se que a variável de acionamento de cada segmento λ_{jm} pode assumir valores entre 0 e 1, e, portanto, é possível que um segmento seja apenas “parcialmente acionado”.

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos

- $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras)
- $m \in \mathcal{M}(j)$ é o segmento que representa o conjunto de pares preço-quantidade
- Dados de entrada
 - P_m representa o conjunto de preços ofertados para cada $m \in \mathcal{M}(j)$
 - Q_m representa o conjunto de quantidades ofertadas para cada $m \in \mathcal{M}(j)$
- Variáveis de decisão
 - λ_{jm} representa a variável primal que corresponde ao aceite da oferta do agente a correspondente ao segmento m ofertado, podendo assumir valores entre 0 e 1, sendo 0 o não aceite da oferta e 1 o aceite completo da oferta
 - π representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda.
 - q_j e c_j são expressões auxiliares utilizadas na representação acima correspondendo à quantidade total e custo total respectivamente, calculados a partir das variáveis primais λ_{jm}

3.3.3.EXEMPLO NUMÉRICO

Para melhor compreensão, imagine um sistema simplificado em que temos apenas três agentes distintos e cada um faz uma oferta que possui apenas um segmento. Notacionamos o segmento m da unidade j com os seus respectivos pares preço e quantidade (P_{jm}, Q_{jm}) descritos na Tabela 6, sendo as unidades A e B ambos geradores e unidade D representando a demanda:

Tabela 6 – Ofertas Independentes.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade (MW) $\lambda_{jm}Q_{jm}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm}Q_{jm}P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	4000
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	60	9900
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	-25000

Considerando um sistema simplificado, representamos na Tabela 6a ofertas independentes sem diferenciação horária. Temos, então, um sistema com duas ofertas de geração (A1 e A2) e uma demanda de 50 MW ($Q_{D1} = -50$). A partir do modelo de otimização, teremos como resultado o aceite da Oferta A1 por completo ($Q_{A1} = 40$) e o aceite parcial da Oferta B1 (apenas 10 MW dos 60 MW ofertados). Isso quer dizer que o λ_{jm} para a Oferta A1 será $\lambda_{A1} = 1$ (acionamento integral) e, por outro lado, λ_{jm} para a Oferta B1 será de $\lambda_{B1} = 0,167$ (acionamento parcial, equivalente a 10/60), sendo a demanda, representada pela Oferta D1, atendida de forma integral, demonstrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultado das Ofertas Independentes.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade (MW) $\lambda_{jm}Q_{jm}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm}Q_{jm}P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	4000
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	165	10	1650
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	-25000

3.3.4. DISTINÇÃO ENTRE UNIDADES FÍSICAS, GRUPOS DE OFERTA, E TOMADORES DE DECISÃO

Ao longo de todo este capítulo, trabalhamos com “unidades” $j \in \mathcal{J}$ responsáveis pela submissão de ofertas. Nas versões mais simples deste tipo de problema, podemos imaginar que existe uma correspondência 1:1 entre agentes tomadores de decisão e usinas físicas – as informações que precisam ser submetidas ao operador do sistema para a construção do problema de otimização (caracterizadas pelo conjunto viável \mathcal{Q}_j e pela função custo C_j^Q) podem ser entendidas como sendo referentes tanto à usina física j quanto ao agente tomador de decisão j .

Na prática, este tipo de estrutura (em que cada agente só possui uma usina) é pouco realista – e, evidentemente, um agente que seja proprietário de múltiplas usinas levará em conta as eventuais sinergias e anti-sinergias entre elas ao desenvolver a sua estratégia de oferta. Esta lógica já é discutida no Brasil no contexto das usinas híbridas, que permitem representar mais de uma tecnologia (por exemplo, solar e eólica, solar e bateria, solar e biomassa, ou múltiplas outras combinações) como uma única unidade do ponto de vista da representação do operador para fins de despacho e formação de preço.

Conceitualmente, portanto, é do nosso interesse fazer uma separação explícita entre 3 “níveis”:

- O nível “mais baixo” corresponde à unidade geradora física, que representaremos com o índice $i \in \mathcal{I}$. Na representação do despacho por custos, usualmente a representação do sistema é feita neste nível.
- Um nível “intermediário” corresponderia aos grupos de oferta, que continuaremos a representar com o índice $j \in \mathcal{J}$. Cada unidade física possui um único grupo de oferta associado, mas um grupo de oferta pode abarcar múltiplas unidades físicas (caso das usinas híbridas).
- O nível “mais alto” corresponde aos agentes tomadores de decisão propriamente, proprietários de ativos físicos, que representaremos com o índice $a \in \mathcal{A}$. Cada grupo de ofertas possui um único tomador de decisão associado, mas um tomador de decisão pode submeter múltiplos grupos de oferta.

Na prática, cabe a cada agente $a \in \mathcal{A}$ definir a estratégia de como agrupar as unidades físicas $i \in \mathcal{I}$ que ele controla em grupos de oferta $j \in \mathcal{J}$. Uma vez feito este agrupamento, o operador do sistema só “enxerga” os grupos de oferta de forma agregada, sem qualquer informação individualizada sobre as unidades individuais. Intuitivamente, uma vez que o operador do sistema define a decisão de despacho $\{q_j\}_{j \in \mathcal{J}}$ para os grupos de oferta de propriedade do agente $a \in \mathcal{A}$, este próprio agente seria responsável por “desagregar” essa decisão conjunta em decisões individuais para cada usina que está sob o seu controle. Intuitivamente, podemos entender este problema de “desagregação” como um problema de otimização com a estrutura representada pela Eq. 14.

$$\min_u \sum_{i \in \mathcal{I}} C_i^U(u_i) \quad \text{Eq. 14a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{i \in \mathcal{I}(j)} Q_i(u_i) = q_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 14b}$$

$$u_i \in \mathcal{U}_i \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad \text{Eq. 14c}$$

Nota-se que a agregação só deve ser possível no caso de unidades geradoras na mesma localidade $n \in \mathcal{N}$, usando a notação da seção 3.2.1 (já que do contrário não seria possível desagregar estas ofertas para

fins de representação no problema de otimização). E nota-se que um agente a sempre pode submeter ofertas para múltiplos grupos de oferta j caso não seja possível agregar as unidades sob o seu controle.

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de grupos de oferta pertencentes ao agente de interesse
 - $i \in \mathcal{I}$ representa o conjunto de unidades físicas pertencentes ao agente de interesse. Nota-se que o subconjunto $\mathcal{I}(j) \subset \mathcal{I}$ representa as unidades físicas associadas ao grupo de oferta j especificamente
- Dados de entrada
 - \mathcal{U}_i representa o conjunto de decisões válidas para a unidade física i
 - Q_i representa a função de produção da unidade física i (convertendo decisões genéricas em montantes produzidos ou consumidos)
 - C_i^U representa a função custo da unidade física i
 - q_j é o resultado de despacho agregado para o grupo de oferta j , determinado pelo problema do operador e tratado como dado fixo pelo agente
- Variáveis de decisão
 - u_i representa o conjunto de decisões operativas “internas” à unidade i .

Da mesma forma que a variável x representa de forma abstrata um conjunto de decisões tomadas pelo operador centralizado, a variável u_i também tem essa noção “abstrata”, e pode incorporar (por exemplo) decisões de vertimento, turbinamento, e armazenamento no caso de uma hidrelétrica, ou quantidades de combustível disponíveis no caso de uma termelétrica. Na maior parte dos casos, estas decisões “internas” não são conhecidas do operador e não precisam ser representadas explicitamente. Entretanto, no Capítulo 5 (mais precisamente na Seção 5.5) esta representação de u_i terá aplicação na formulação do mecanismo de reservatório virtual.

4. Adicionando restrições às ofertas de perfil

A lógica introduzida no Capítulo 3 de se representar custos e conjuntos viáveis por meio de “ofertas de perfil” é muito poderosa – e permite representar de forma neutra à tecnologia as características físicas de uma ampla gama de tecnologias. Entretanto, a representação formulada no capítulo 3 é incompleta, visto que ainda não permite representar muitos tipos de restrições físicas que são importantes na prática para tecnologias já presentes no setor elétrico hoje. Este capítulo tem por objetivo central justamente propor uma extensão do mecanismo de ofertas de perfil, para que ele possa abarcar virtualmente qualquer tipo de interdependência entre as decisões operativas nas diferentes horas, de forma neutra à tecnologia – podendo assim representar não apenas as tecnologias já existentes no sistema atual como também outras tecnologias que possam vir a tornar-se relevantes no futuro.

Este capítulo se inicia com uma discussão da motivação por trás desta solução proposta, e um mapeamento de algumas das preocupações concretas de algumas tecnologias físicas de geração que precisarão ser endereçadas pela solução. Tomando como base representações neutras à tecnologia internacionalmente reconhecidas [14] [13], observamos que apenas três tipos de restrição (as restrições de complementariedade, restrições de acionamento mínimo, e restrições de precedência) são suficientes para uma representação completa e neutra à tecnologia do conjunto de possibilidades desejado. Finalmente, depois de introduzir, separadamente, cada um dos tipos de restrição, e ilustrar o seu funcionamento matemático, é retomada na Seção 4.5 a questão concreta de algumas tecnologias relevantes que precisarão “traduzir” as suas restrições operativas físicas na linguagem das ofertas de perfil.

4.1. MOTIVAÇÃO E FUNDAMENTOS

4.1.1. REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA NEUTRA À TECNOLOGIA

Ao longo de todo o Capítulo 3, foi explorada uma representação puramente neutra à tecnologia para o mercado por ofertas, em que todos os tipos de agente (não apenas geradores de diferentes tipos, como também demandas, baterias, e recursos energéticos distribuídos) podem utilizar esta linguagem comum para comunicar ao operador do sistema que tipo de operação seria factível (conjuntos \mathcal{Q}_j) ou preferível (funções custo C_j^Q). Para dar continuidade a esta estratégia de representação neutra à tecnologia, nos inspiramos em particular na estratégia adotada nos mercados elétricos europeus – o modelo EUPHEMIA [13], atualmente utilizado para o despacho e formação de preços em todo o continente, segue esta lógica neutra à tecnologia na sua representação.

A partir deste respaldo internacional, introduzimos à formulação três tipos de restrição adicional que podem ser aplicados às ofertas de perfil (que correspondem exatamente a tipos de restrição que podem ser implementadas no modelo EUPHEMIA como associadas às chamadas “*block bids*” no contexto europeu):

- **Restrições de complementariedade** são usadas para representar anti-sinergias, e intuitivamente são da forma $\lambda_M + \lambda_N \leq 1$ (se a oferta N foi aceita, isto limita o aceite da oferta M);
- **Restrições de acionamento mínimo** são usadas para representar não-convexidades, e intuitivamente são da forma “ $\lambda_M = 0$ ou $\lambda_M \geq L_M$ ”, onde L_M é um parâmetro de acionamento mínimo (a oferta M , se aceita, precisa ser acionada respeitando determinado limite mínimo); e

- **Restrições de precedência** são usadas para representar sinergias, e intuitivamente são da forma $\lambda_M \leq \lambda_N$ (se a oferta N não foi integralmente aceita, isto limita o aceite da oferta M).

Nota-se que a existência de uma restrição de ativação mínima exige que o problema de otimização seja convertido em um problema linear inteiro (como será explorado na Seção 4.3). Isto não é verdade no caso das restrições de complementariedade e precedência, que mantêm o problema linear: em caso de acionamento parcial, como o que foi visto no exemplo numérico apresentado na Seção 3.1.3 (condição de mínimo tempo ligado), as expressões desses dois tipos de restrição permanecem válidas. Vale destacar ainda que diferentes tipos de restrição podem ser combinados (uma mesma oferta de perfil pode participar de restrições de complementariedade, precedência, e ativação mínima simultaneamente).

A partir destas combinações, pode-se garantir que as ofertas de perfil poderão de fato representar qualquer tipo de interdependência entre as decisões nas diferentes horas. Na prática, a introdução destas restrições não tem nenhum efeito sobre a formulação apresentada na Seção 3.1.1 (visto que as restrições já podem ser representadas de forma abstrata pelo conjunto viável \mathcal{Q}_j), e mesmo na representação da Seção 3.1.2 podemos incorporar a existência destas novas restrições adicionando uma restrição adicional com o formato descrito pela Eq. 15 (em que o conjunto \mathcal{L}_j implicitamente incorpora as informações sobre todas as restrições de complementariedade, precedência e ativação mínima):

$$\{\lambda_{jm}\}_{m \in \mathcal{M}(j)} \in \mathcal{L}_j \quad \text{Eq. 15}$$

4.1.2. AS OFERTAS MULTICOMPONENTE E A TRADUÇÃO ENTRE OS DOIS MUNDOS

Uma crítica que às vezes é levantada à representação abstrata baseada em combinações (com restrições) de ofertas de perfil é que nem sempre é intuitivo traduzir características físicas e operativas das centrais no formato das ofertas de perfil – exigindo, assim, um investimento por parte dos agentes proprietários de ativos físicos para submeter as suas ofertas no formato padronizado indicado na Seção 4.1.1. Esta crítica de fato procede – na Seção 4.5, são exploradas formas de representar as características físicas de diferentes tecnologias, e embora seja possível traduzir as restrições físicas usuais dessas tecnologias para o formato desejado, muitas vezes o número de perfis e restrições que precisam ser utilizados para esta representação é muito elevado.

Uma estratégia alternativa seria o uso das chamadas “ofertas multicomponentes” (*multi-part bids*), comumente utilizadas em mercados elétricos dos Estados Unidos [13]. O princípio por trás das ofertas multicomponente é que os agentes possam ofertar a informação correspondente aos seus parâmetros técnicos diretamente e de forma objetiva para o operador – exemplos de parâmetros que poderiam ser contemplados nas ofertas multicomponente (como exemplificado na seção 4.5) são o mínimo tempo ligado, restrições de rampa, e a afluência disponível para uma hidrelétrica com capacidade de regularização.

Ainda que as ofertas multicomponentes sejam, de fato, mais simples e intuitivas do ponto de vista dos geradores, existe um valor em permitir a flexibilidade de se utilizar o formato mais geral das ofertas de perfil, já que a representação de perfis reforça o princípio da neutralidade tecnológica. O formato deste tipo de oferta é o mesmo para todos os agentes, que são responsáveis por fazer a conversão dos parâmetros físicos em grupos de ofertas e suas restrições correspondentes. Por conta disso, as ofertas de perfil são mais adequadas para acomodar novas tecnologias. Por exemplo, quando as baterias começaram a surgir como um potencial participante de mercado, ainda não havia modalidades de oferta

multicomponente que pudessem representar as suas características físicas. As ofertas de perfil, por outro lado, já teriam sido capazes de acomodar estes ativos imediatamente, sem necessidade de adaptações. As ofertas multicomponentes, tipicamente apresentam formatos diferentes para cada tipo de tecnologia (ou grupos de tecnologias), buscando atender às distintas características operativas de cada uma.

Se por um lado uma representação puramente baseada em ofertas multicomponente possui fragilidades (dificuldade de acomodar novas tecnologias) e uma representação puramente baseada em ofertas de perfil também é pouco atraente (impõe obstáculos para geradores existentes com tipos de parâmetros bem conhecidos), parece razoável considerar uma estratégia “híbrida”, na qual tanto ofertas multicomponentes quanto ofertas de perfil possam coexistir. Esta é uma proposta levantada, por exemplo, por Hübner e Hug [13], que analisam os prós e contras dos dois formatos de representação de ofertas. Seguindo estas recomendações da literatura, admitiremos para a proposta de desenho de mercado de ofertas explorada neste relatório que, ainda que seja disponibilizado algum tipo de oferta “multicomponente” para alguns tipos de agentes, elas serão sempre traduzidas na linguagem das ofertas independentes e de perfil antes de serem incorporadas ao problema de otimização (como ilustrado na seção 4.5).

4.1.3. ALGUNS ATIVOS FÍSICOS QUE PODERIAM TER REPRESENTAÇÕES SIMPLIFICADAS

Os *bullets* abaixo indicam alguns exemplos de “categoria” de tecnologia/agente que poderiam merecer algum tipo de mecanismo facilitador para a tradução das suas características físicas usuais no formato de ofertas proposto nesse relatório – sem prejuízo de contemplar outras tecnologias e tipos de oferta também com mecanismos facilitadores que venham a ser implementados. Nota-se que estas representações podem ser tomadas como “ofertas multicomponente” (nos moldes do que foi discutido na seção 4.1.2) ou passar por um “algoritmo facilitador” que traduz esta para as ofertas de perfil (em um exercício análogo ao que é apresentado na seção 4.5. Alguns exemplos de classes de agentes que poderiam ser contemplados com este instrumento facilitador são:

- **Usinas térmicas:** o agente é responsável por definir e ofertar seus custos operativos e montante disponível para cada momento do dia. O tratamento pode ser similar para todas as usinas térmicas, independentemente do tipo de combustível, mas sempre com atenção à possibilidade de exercício de poder de mercado. Isso é possível pois o mecanismo de oferta de preços permite que os agentes incluam em suas ofertas condições de inflexibilidade operativa, como condições de cláusulas “*take or pay*” de contratos, por exemplo.
- **Renováveis não convencionais:** embora as usinas renováveis não convencionais sejam, em muitos casos, associadas a um custo variável unitário igual a zero, alocar aos agentes a possibilidade de ofertar curvas de preços e quantidades fornece a expectativa de geração mais assertiva e agrega muito valor à operação do sistema, dado que, ao transferir essa responsabilidade ao agente individual esperam-se menores desvios entre a previsão e geração de fato, aproximando os resultados do mercado de dia seguinte ao mercado de balanço. Além disso, tem-se maior precisão na informação de eventuais custos variáveis de O&M, sempre com atenção ao potencial exercício de poder de mercado. O tratamento dado pode ser o mesmo para todas as tecnologias renováveis não convencionais.
- **Usinas hidrelétricas:** embora a proposta seja que boa parte das hidrelétricas do sistema tenham tratamento específico por meio das ofertas de reservatórios virtuais (a ser discutido adiante no Capítulo 5), é interessante que o sistema possa abarcar também hidrelétricas fora do mecanismo. Usinas hidrelétricas com algum tipo de armazenamento (ainda que da ordem de dias ou semanas) deverão ofertar curvas de preço e quantidade que reflitam sua percepção de

valor da água no tempo, com base no contraste da expectativa de preços de energia no presente e no futuro. Além disso, eventuais restrições operativas também devem poder ser informadas objetivamente, sejam elas técnicas ou ambientais – o mecanismo de formação de preço por ofertas inclui a possibilidade de transferir essa responsabilidade para os próprios agentes –, sendo necessário que o formato de ofertas para estes agentes permita a inclusão dessa informação.

- **Outras tecnologias que representem ativos físicos (e.g., baterias):** o desenho das ofertas para tecnologias (ativos físicos) que demandem consumo ou injeção de energia elétrica na rede deve ser levado em consideração, seja para tecnologias já existentes, como baterias, ou novas tecnologias que possam vir a serem adotadas no mercado brasileiro, a exemplo de usinas reversíveis. Essas tecnologias também deverão ofertar pares de preço e quantidade, assim como os outros agentes de mercado, além eventuais restrições que possam apresentar.
- **Consumidores:** a inclusão da participação dos consumidores de energia no mecanismo de oferta de preços é essencial para que possam indicar suas preferências de consumo, dada a variação de preços. Com isso, ganha-se também maior acurácia no consumo esperado, provendo ao sistema melhores ferramentas para atendimento adequado da demanda de eletricidade. O tratamento dado pode ser o mesmo tanto para consumidores que participam diretamente no mercado quanto para os que são representados por comercializadoras.

4.2.RESTRIÇÃO DE COMPLEMENTARIEDADE

Retomando os exemplos apresentados no capítulo anterior, nas seções 3.3.3 e 3.1.3, pensemos agora em uma nova condição chamada complementariedade. Imagine que a unidade A, que antes poderia gerar 40 MW na Hora 1 e 40 MW na Hora 2, agora tenha uma restrição C1 que indica que ela poderá gerar no máximo 40 MW no total (somatório das duas horas). Ou seja, a restrição C1 pode ser escrita da forma $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$. Mantemos neste exemplo a consideração de apenas uma zona n e, também, o fato de que a Unidade B (como já havia sido colocado na seção 3.1.3) deve ter um despacho na Hora 1 igual ao despacho na Hora 2, como representado pela sua oferta de perfil única para as duas horas simultaneamente. Podemos interpretar esse fato a respeito da Unidade B (de que a sua geração nas duas horas deva ser idêntica) como uma restrição *física* de “mínimo tempo ligado”, e é interessante destacar que esta restrição física não necessariamente se traduz em uma representação de restrições no contexto das ofertas de perfil (já que é possível representar esta restrição em particular simplesmente alterando a estratégia de representação dos perfis). As condições descritas estão representadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Ofertas de Perfil – Condição de Complementariedade.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$	Condição de restrição
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000	A1 \rightarrow C1 ($\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$)
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000	A2 \rightarrow C1 ($\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$)
B	1	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	165	60	60	19800	-
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000	-
D	2	Oferta D3 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000	-

Dessa forma, a solução de otimização, aquela que minimiza os custos de despacho deverá levar em consideração: (i) a condição de que $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$, ou seja, despacho da hora 1 somado ao despacho da hora 2 para Unidade A deve somar, nesse caso, no máximo 40 MW e (ii) restrição de mínimo tempo ligado para Unidade B (despacho da hora 1 deve ser igual ao despacho da hora 2).

Com isso, para a unidade A, o volume despachado na Hora 1 será de 30 MW ($\lambda_{A1} = 0,75$, ou seja 30 MW dos 40 MW ofertados) e, na Hora 2, de 10 MW ($\lambda_{A2} = 0,25$, ou seja 10 MW dos 40 MW ofertados), respeitando a condição de $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$. Já a Unidade B, terá um despacho de 20 MW ($\lambda_{B1} = 0,33$) na Hora 1 e na Hora 2, em função da restrição de mínimo tempo ligado. Os resultados estão representados na Tabela 9.

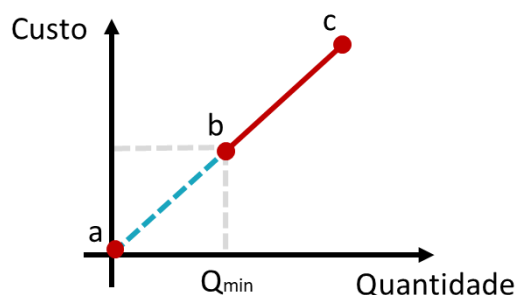
Tabela 9 – Resultado das Ofertas de Perfil – Condição de Complementariedade.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	30	0	3000
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	10	1000
B	1	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	165	20	20	6600
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D3 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

4.3.RESTRIÇÃO DE ACIONAMENTO MÍNIMO

De forma complementar às restrições incluídas no exemplo anterior, consideremos agora uma restrição adicional denominada “Variáveis Inteiras” para a unidade B que poderia ser, na prática, **uma restrição de mínimo de geração**. A restrição de acionamento mínimo permite que um agente não seja acionado até um determinado ponto, que é a quantidade mínima associada à sua restrição, o que implica em adicionar uma variável inteira ao problema de otimização. O ponto “b” na Figura 7 representa a quantidade mínima (condicionante de despacho) relacionada à restrição de mínimo de geração, e, a partir desse ponto, o custo associado à quantidade acionada será linear, como representado a seguir.

Figura 7 – Restrição de acionamento mínimo - Representação gráfica.



Dessa forma, a solução de otimização, aquela que minimiza os custos de despacho, deverá levar em consideração: (i) a condição de complementariedade para a unidade A, de que $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$, ou seja, despacho da Hora 1 somado ao despacho da Hora 2 para a unidade A deve somar, nesse caso, no máximo 40 MW; (ii) a condição de mínimo tempo ligado da Unidade B, ou seja, despacho da hora 1 deve igual ao despacho da hora 2 e, por fim (iii) **restrição de acionamento mínimo** (representada por M1) para o unidade B, que indica que ou o despacho da oferta da unidade B segmento 1 é zero, ou então o despacho deve ser ter um mínimo, que nesse caso será de 40%, ($\lambda_{B1} \geq 0,4$), ou seja, mínimo 40% de 60 MW (24 MW) na hora 1 e na hora 2.

As ofertas estão representadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Ofertas de Perfil – Condição de Complementariedade e Variáveis Inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$	Condição de restrição
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000	A1 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000	A2 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
B	1	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	165	60	60	19800	B1 \rightarrow M1 $\lambda_{B1} \geq 0,4$
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000	-
D	2	Oferta D3 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000	-

A solução de otimização agora deverá considerar as restrições acima descritas e, dessa forma, para a

unidade A, o volume despachado na hora 1 será de 26 MW ($\lambda_{A1} = 0,65$, ou seja 26 MW dos 40 MW ofertados) e, na hora 2, de 6 MW ($\lambda_{A2} = 0,15$, ou seja 6 MW dos 40 MW ofertados), respeitando a condição de $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$. Já a unidade B, terá um despacho de 24 MW ($\lambda_{B1} = 0,40$) na hora 1 e na hora 2, respeitando, ao mesmo tempo, restrição de mínimo tempo ligado e de geração mínima $\lambda_{B1} \geq 0,4$. Os resultados estão representados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultado das ofertas de Perfil – Condição de Complementariedade e Variáveis Inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	26	0	2600
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	6	600
B	1	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	165	24	24	7920
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D3 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

4.4.RESTRIÇÃO DE PRECEDÊNCIA

A restrição de precedência, como o nome já indica, representa uma condição específica entre diferentes segmentos de ofertas de perfil em que temos uma condição de que, para que um dos segmentos seja acionado, algum outro deverá ter sido também acionado. Um exemplo prático intuitivo é o caso de tecnologias de armazenamento, como baterias, que poderão ofertar um segmento de consumo de energia elétrica e outro de injeção de energia. Contudo, para que uma bateria possa injetar energia na rede em uma hora "X" deverá, necessariamente, ter consumido energia (carregado a bateria) em um momento anterior à "X", o que resulta em uma condição de precedência que deve ser detalhado no momento do envio das ofertas. Dessa forma, a oferta de injeção na hora "X" só poderá ser acionada se a outra oferta de consumo em hora anterior a "X" tiver sido despachada. Abaixo serão exibidos exemplos números de precedência com e sem variáveis inteiras.

4.4.1.EXEMPLO DE PRECEDÊNCIA COM VARIÁVEIS INTEIRAS

Nesse exemplo mantem-se a condição complementariedade já introduzida nos exemplos anteriores, de que $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$, de forma que o despacho da oferta submetida pela unidade A, segmento 1 somado ao despacho da oferta submetida pela unidade A, segmento 2 deve somar, nesse caso, 40 MW, dado que o volume ofertado pela unidade A segue similar ao exemplo anterior.

A oferta da unidade B agora será um pouco diversa, passando a ser composta por três segmentos (equivalente a duas quantidades para Hora 1 e duas quantidades para Hora 2) ou seja, $Q_{B11} = 24$, $Q_{B12} = 24$, $Q_{B21} = 36$ e $Q_{B32} = 36$. Repare que o primeiro segmento possui um preço ($P_{B1} = 390$) muito mais elevado do que os segmentos seguintes ($P_{B2} = P_{B3} = 15$), isso ocorre pois, com relação à condição variável inteira, muda-se aqui um pouco o que foi estabelecido no exemplo anterior.

Nesse caso, a restrição para a unidade B de mínimo de geração será distinto, de forma que, o despacho

do segmento 1 será nulo ou será integral, (100% do ofertado), ou seja $\lambda_{B1} \geq 1$ (representada por M1). Note, contudo, que a oferta da unidade B segmento 1 aqui é um pouco menor (24 MW na hora 1 e na hora 2, diferente do exemplo anterior). Seguimos com a restrição de mínimo tempo ligado para unidade B segmento 1, ou seja, despacho da hora 1 deve igual ao despacho da hora 2 (somente no segmento 1).

Adiciona-se, ainda, uma condição de precedência, regulando, nesse caso, que a oferta da unidade B segmento 2 só poderá ser ativada se o segmento 1 tiver sido ativado (representado por P1), e o segmento 3 só poderá ser ativado se o segmento 2 tiver sido ativado (representado por P2). Ou seja, há uma condição de despacho atrelado ao despacho de segmentos precedentes. As ofertas e as restrições descritas estão apresentadas na Tabela 12.

A diferença de preços, nesse caso, ajuda a entender a condição de precedência (segmento 2 só é ativado se o segmento 1 tiver sido ativado e segmento 3 só é ativado se o segmento 2 tiver sido ativado) e de variáveis inteiras (mínimo de geração), o que poderia ser explicado, por exemplo, por uma usina térmica que possui uma restrição de mínima quantidade de geração da usina, de forma que uma quantidade adicional de geração teria um custo muito menor do que os primeiros MW gerados, mas que essa quantidade adicional só pode ser ativada caso a quantidade mínima de geração seja anteriormente despachada.

Tabela 12 – Ofertas de Perfil – Condição de precedência com variáveis inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jmh} P_{jm}$	Condição de restrição
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000	A1 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000	A2 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	390	24	24	18720	B1 \rightarrow M1 $\lambda_{B1} \geq 1$
B	2	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	15	36	0	540	B2 \rightarrow P1 $\lambda_{B1} \geq \lambda_{B2}$
B	3	Oferta B3 P_{B1}, Q_{B1}	15	0	36	540	B3 \rightarrow P2 $\lambda_{B2} \geq \lambda_{B3}$
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000	-
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000	-

A solução de otimização agora deverá considerar as restrições acima descritas e, com isso, a unidade B terá o segmento 1 despachado, isto é, 24 MW na hora 1 e na hora 2 ($\lambda_{B1}=1$), respeitando a condição de geração mínima estabelecida e o critério de mínimo tempo ligado. Dada a minimização de custos para as múltiplas horas, a oferta B2 também será ativada, ($\lambda_{B2} = 1$) respeitando a condição de precedência estabelecida. A oferta B3 também será ativada, mas nesse caso não de forma integral, ($\lambda_{B3} = 0,167$, equivalente a 6/36). Como a unidade B foi capaz de atender à Demanda para as duas horas, a unidade A (ofertas A1 e A2) não será despachada. Os resultados estão representados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultado das Ofertas de Perfil Complexas – Condição de precedência com variáveis inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jm}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	0	0	0
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	0	0
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	390	24	24	18720
B	2	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	15	36	0	540
B	3	Oferta B3 P_{B1}, Q_{B1}	15	0	6	90
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

4.4.2. EXEMPLO DE PRECEDÊNCIA SEM VARIÁVEIS INTEIRAS

Em continuação ao exemplo anterior, considere as mesmas condições acima expostas, porém sem a condição de variáveis inteiras. Ou seja, (i) condição complementariedade $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$, de forma que o despacho da oferta submetida pela unidade A, segmento 1 (hora 1) somado ao despacho da oferta submetida pela unidade A, segmento 2 (hora 2) deva somar, nesse caso, 40 MW (restrição C1); (ii) a restrição de mínimo tempo ligado da unidade B para o segmento 1 (oferta B1), ou seja, despacho da hora 1 deve igual ao despacho da hora 2 (somente no segmento 1); (iii) condição de precedência, sendo que a oferta da B2 só poderá ser ativada se a oferta B1 tiver sido ativada (restrição P1) e a oferta B3 só poderá ser ativada se a oferta B2 tiver sido ativada (restrição P2). Estas condições estão representadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Ofertas de Perfil Complexas – Condição de precedência sem variáveis inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$	Condição de restrição?
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	40	0	4000	A1 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	40	4000	A2 \rightarrow C1 $\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1$
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	390	24	24	18720	-
B	2	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	15	36	0	540	B2 \rightarrow P1 $\lambda_{B1} \geq \lambda_{B2}$
B	3	Oferta B3 P_{B1}, Q_{B1}	15	0	36	540	B3 \rightarrow P2 $\lambda_{B2} \geq \lambda_{B3}$
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000	-
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000	-

Por meio do problema da otimização, nesse caso, a unidade B terá o segmento 1 despachado, isto é, 20 MW na hora 1 e na hora 2 ($\lambda_{B1}=0,83$, equivalente a 20/24), dado que não temos a restrição de variáveis inteiras e atendendo o critério de mínimo tempo ligado (relativo ao segmento 1 da oferta da unidade B). Dada a minimização de custos para as múltiplas horas, a oferta B2 também será ativada ($\lambda_{B2} = 0,83$, equivalente a 30/36) e a oferta B3 também será ativada ($\lambda_{B3} = 0,28$, equivalente a 10/36), respeitando a condição de precedência estabelecida. Como a unidade B foi capaz de atender à Demanda D (segmentos 1 e 2), a unidade A não será novamente despachada. Os resultados estão representados na Tabela 15.

Tabela 15 – Resultado das Ofertas de Perfil Complexas – Condição de precedência sem variáveis inteiras.

Unidade j	Segmento m	Oferta P_{jm}, Q_{jm}	Preço (R\$/MWh) P_{jm}	Quantidade Hora 1 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Quantidade Hora 2 (MW) $\lambda_{jm} Q_{jmh}$	Custo (R\$) $\lambda_{jm} Q_{jm} P_{jm}$
A	1	Oferta A1 P_{A1}, Q_{A1}	100	0	0	0
A	2	Oferta A2 P_{A2}, Q_{A2}	100	0	0	0
B	1	Oferta B1 P_{B1}, Q_{B1}	390	20	20	15600
B	2	Oferta B2 P_{B1}, Q_{B1}	15	30	0	450
B	3	Oferta B3 P_{B1}, Q_{B1}	15	0	10	150
D	1	Oferta D1 P_{D1}, Q_{D1}	500	-50	0	-25000
D	2	Oferta D2 P_{D2}, Q_{D2}	500	0	-30	-15000

4.5.EXEMPLOS PRÁTICOS DE OFERTAS MULTI-HORÁRIAS

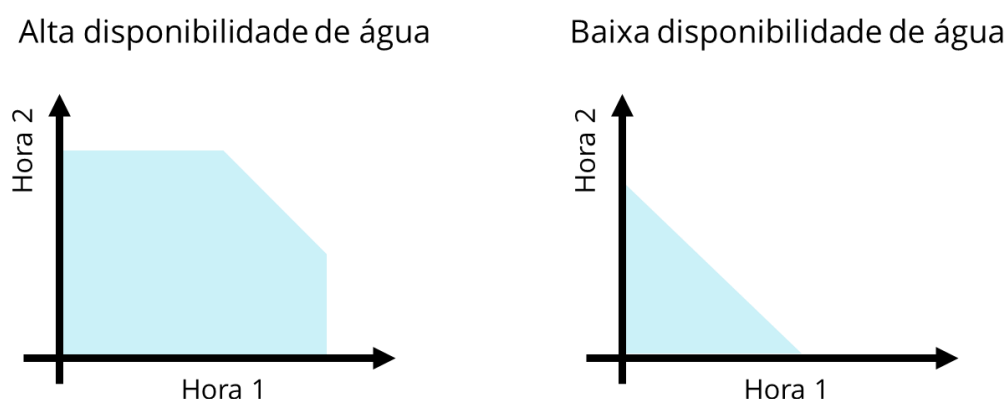
Como introduzido na Seção 4.1.2, é razoável esperar que seja implementado algum tipo de funcionalidade facilitadora (análoga à submissão de ofertas multicomponente) para algumas tecnologias “usuais” atuantes no sistema. O objetivo desta seção é ilustrar como poderia ser operada na prática esta funcionalidade, selecionando alguns exemplos práticos de restrições físicas reais de algumas tecnologias realistas e convertendo estas representações na linguagem das ofertas de perfil, usando as funcionalidades de restrição de complementariedade, precedência, e acionamento mínimo como introduzido ao longo deste capítulo.

Nota-se que há muitos outros tipos de tecnologia que poderiam ser também contemplados (vide seção 4.1.3): o objetivo desta seção é trazer alguns exemplos representativos e interessantes de estratégias de representação. Algumas tecnologias particularmente simples (algumas renováveis, demandas, e termelétricas) podem ser representadas exclusivamente com ofertas independentes (vide seção 3.3.2), sem a necessidade de introduzir ofertas de perfil e as suas complexidades adicionais tratadas neste capítulo.

4.5.1. HIDRELÉTRICA COM FLEXIBILIDADE INTRADIÁRIA

Os recursos e restrições introduzidas ao longo do presente capítulo permitem, por exemplo, que hidrelétricas fio d'água consigam representar suas características operativas neste modelo uniforme de ofertas de perfil. Tipicamente, estas centrais possuem, além das limitações de potência instalada para injeção de energia à rede, uma restrição energética, visto que possuem uma pequena capacidade de armazenamento que permite que distribuam um determinado montante de recurso disponível ao longo de um curto período. Neste caso, como há uma limitação na soma da energia gerada ao longo de múltiplos instantes, **deve-se aplicar o conceito de ofertas complementares** (vide Seção 4.2). A Figura 8 ilustra, para um período de duas horas (para que seja possível representar graficamente), as possibilidades de geração de uma central desta natureza sob duas diferentes condições – com maior e menor disponibilidade de água.

Figura 8 – Espaço viável de geração para hidrelétricas com flexibilidade intradiária (com maior e menor disponibilidade de recursos).



Note que, devido às características físicas mencionadas, a geração é limitada em cada hora (eixos) individualmente, por conta da capacidade instalada, bem como na integral (área) de ambas as horas combinadas, devido à limitação de recursos armazenados. Enquanto a primeira restrição é essencialmente constante em qualquer hora e circunstância, a segunda é conjuntural e depende do estado de armazenamento de recursos da usina (maior ou menor disponibilidade de recursos). Além disso, como a capacidade de regulação reduzida não permite que a central armazene recursos para utilização futura, não há um custo de oportunidade associado à oferta de geração – isto é, todo o recurso não utilizado no presente é desperdiçado, não havendo, a priori, incentivo algum para que não se turbine toda a água disponível. Cabe, então, ao agente operador da central realizar a tradução destas características físicas em ofertas de perfil com restrições associadas – e, com isso, cabe ao operador tomar as decisões de despacho para determinar o nível de geração da central.

Para fins ilustrativos, suponhamos uma pequena central hidrelétrica com 10 MW de capacidade que possua disponibilidade para gerar 15 MWh de energia ao longo de um período de 3 horas. Como a taxa de produção máxima por hora é de 10 MW, devido à capacidade instalada da usina, a central possui 6 segmentos de oferta na conjuntura apresentada, na qual cada um deve totalizar os 15 MWh disponíveis no somatório das 3 horas de operação. Essencialmente, os segmentos de oferta consistem nas 6 combinações possíveis de alocação de valores de 10 MW, 5 MW e 0 MW entre as 3 horas representadas e, através de combinações entre os segmentos (tal que a soma dos fatores de aceite λ dos segmentos de oferta, que devem ser valores entre 0 e 1, não supere 1), qualquer nível de geração viável pode ser escolhido – por nível viável, entenda-se uma geração que respeite tanto a restrição de capacidade instalada em cada hora, quanto a restrição de geração agregada das horas devido ao recurso limitado.

Os 6 segmentos da oferta A possíveis são detalhados na Tabela 16.

Tabela 16 – Exemplo prático de ofertas de hidrelétricas com flexibilidade intradiária.

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3
A	1	10 MW	5 MW	0 MW
A	2	10 MW	0 MW	5 MW
A	3	5 MW	10 MW	0 MW
A	4	5 MW	0 MW	10 MW
A	5	0 MW	10 MW	5 MW
A	6	0 MW	5 MW	10 MW

Como comentado, há uma restrição de complementariedade entre estas ofertas, de modo que devem ser atribuídos fatores λ_{Am} a cada uma das 6 opções de modo que a soma de todos os fatores não supere 1. Na prática, os 6 segmentos funcionam como vértices de um espaço viável de geração (neste exemplo de 3 períodos, um espaço tridimensional), dentro do qual estão todas as alocações de geração que respeitam as restrições de capacidade e de energia. Esta restrição de complementariedade é apresentada pela Eq. 16.

$$\lambda_{A1} + \lambda_{A2} + \lambda_{A3} + \lambda_{A4} + \lambda_{A5} + \lambda_{A6} \leq 1 \quad \text{Eq. 16}$$

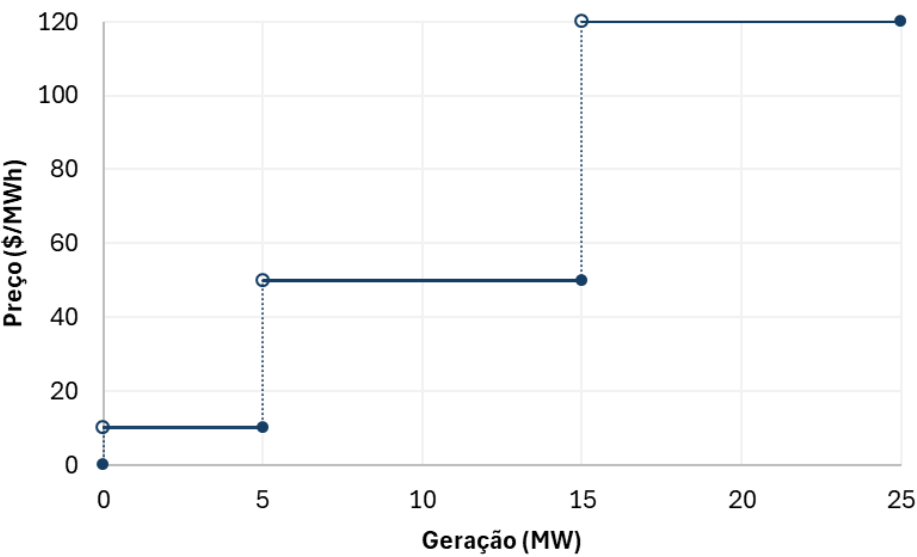
4.5.2. HIDRELÉTRICA COM RESERVATÓRIO

Neste modelo, não apenas as hidrelétricas fio d'água podem representar seus parâmetros operativos, como também as hidrelétricas com maior capacidade de regulação. Um primeiro ponto importante de destacar neste contexto é que as centrais hidrelétricas com grande capacidade de armazenamento possuem os incentivos corretos para fazer a melhor gestão possível dos recursos que possuem à sua disposição. A operação de usinas que podem transferir energia de um momento a outro a partir de estratégias de oferta definidas pelos seus agentes proprietários, que evidentemente buscam maximizar seus próprios lucros, tende a estar em linha com a atuação de um operador centralizado que busca a minimização de custos sistêmicos. Ambos têm incentivos alinhados no sentido de que buscarão minimizar o desperdício de recursos e maximizar a disponibilidade de água nos momentos mais críticos para o sistema – o operador para evitar sobrecustos de despacho de centrais muito custosas (ou, até mesmo, para evitar uma falha de suprimento) e o agente para aproveitar ao máximo os preços elevados que tipicamente se apresentam nesses períodos.

Esta gestão de recursos é, na prática, definida pela quantificação do custo de oportunidade de geração hidrelétrica no presente, em oposição a armazenar os recursos para utilização futura. Esta é a diferença fundamental entre as ofertas de perfil submetidas por hidrelétricas com reservatório e as ofertas de hidrelétricas com flexibilidade intradiária – no segundo caso, o custo de oportunidade era nulo e apenas as quantidades eram representadas, ao passo que, no primeiro, as ofertas consistem em curvas preço-quantidade. As demais características são essencialmente as mesmas, com restrições de potência e de energia, que depende do volume de água armazenado.

Retomando o exemplo apresentado anteriormente, imaginemos a mesma central hidrelétrica com 30 MW de potência instalada, mas agora com um reservatório cujo estado atual é de 25 MWh de energia disponíveis (seja água armazenada, transferida de períodos anteriores, seja oriunda de vazão afluyente no instante presente). Seja a estratégia de oferta da usina definida por: (i) ofertar os primeiros 5 MWh armazenados a um preço de 10 \$/MWh, (ii) ofertar os 10 MWh seguintes a 50 \$/MWh e (iii) ofertar os 10 MWh finais disponíveis ao valor de 120 \$/MWh. Esta estratégia é ilustrada na curva apresentada na Figura 9.

Figura 9 – Exemplo de curva preço-quantidade para hidrelétrica reservatório.



A tradução desta estratégia ao modelo de ofertas de perfil apresentado no presente capítulo se dá através de três grupos de ofertas, um para cada da curva mostrada acima, com seus respectivos custos associados. De forma semelhante ao que foi apresentado no caso da hidrelétrica com flexibilidade intradiária, cada grupo consiste em segmentos mutuamente exclusivos, que possuem restrições de complementariedade entre si. Isto significa que, como indicado na Figura 9, o agente tem a flexibilidade de utilizar os primeiros 5 MW disponíveis (independentemente da hora à qual o recurso é alocado) a um custo mais baixo de 10 \$/MWh, mas para montantes maiores será necessário acionar diretamente o segundo segmento a um preço mais caro.

O primeiro grupo consiste na Oferta A com três segmentos complementares para os primeiros 5 MWh, com um preço correspondente de 10 \$/MWh, representado pela Tabela 17.

Tabela 17 – Exemplo prático de ofertas de hidrelétricas com reservatório (Oferta A).

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Custo
A	1	5 MW	0 MW	0 MW	10 \$/MWh
A	2	0 MW	5 MW	0 MW	10 \$/MWh
A	3	0 MW	0 MW	5 MW	10 \$/MWh

Os 10 MWh seguintes são ofertados de forma semelhante (Oferta B), com três segmentos também

mutuamente exclusivos entre si (mas independentes da escolha feita no primeiro segmento), ao preço de 50 \$/MWh, representado na Tabela 18. Vale comentar que, caso a hidrelétrica não tivesse uma capacidade tão elevada (30 MW neste exemplo), havendo a possibilidade que uma combinação de ofertas exceda a capacidade de geração da usina em alguma hora individual), deveria ser representada uma maior combinação de ofertas, como foi mostrado no caso das hidrelétricas com flexibilidade intradiária. Isto seria necessário para que a oferta possa de fato contemplar todos os níveis de geração possíveis para a usina, embora no exemplo atual não haja uma limitação de potência.

Tabela 18 – Exemplo prático de ofertas de hidrelétricas com reservatório (Oferta B).

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Custo
B	1	10 MW	0 MW	0 MW	50 \$/MWh
B	2	0 MW	10 MW	0 MW	50 \$/MWh
B	3	0 MW	0 MW	10 MW	50 \$/MWh

Por fim, os 10 MWh finais são ofertados de forma análoga (Oferta C), mas com um preço mais elevado, como representado pela Tabela 19. Além disso, deve-se representar as restrições de complementariedade de todos os grupos de ofertas – isto é, a soma dos fatores de alocação λ_{Am} (representado pela Eq. 17), λ_{Bm} (representado pela Eq. 18) e λ_{Cm} (representado pela Eq. 19) das ofertas que compõem cada um dos grupos não pode superar 1, para respeitar a quantidade máxima ofertada em cada patamar de oferta. Entre os diferentes grupos, no entanto, não há restrições, posto que qualquer combinação entre eles levaria a uma operação em linha com as características, restrições operativas e estratégia da usina.

Tabela 19 – Exemplo prático de ofertas de hidrelétricas com reservatório (Oferta C).

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Custo
C	1	10 MW	0 MW	0 MW	120 \$/MWh
C	2	0 MW	10 MW	0 MW	120 \$/MWh
C	2	0 MW	0 MW	10 MW	120 \$/MWh

$$\lambda_{A1} + \lambda_{A2} + \lambda_{A3} \leq 1 \quad \text{Eq. 17}$$

$$\lambda_{B1} + \lambda_{B2} + \lambda_{B3} \leq 1 \quad \text{Eq. 18}$$

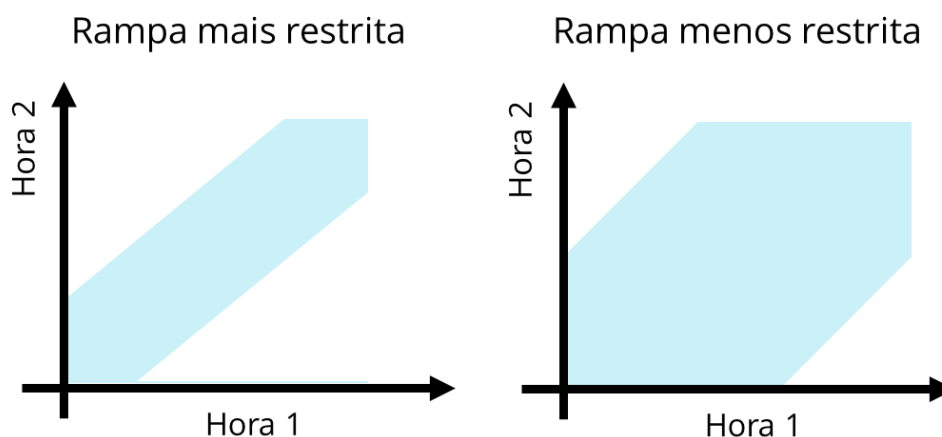
$$\lambda_{C1} + \lambda_{C2} + \lambda_{C3} \leq 1 \quad \text{Eq. 19}$$

4.5.3. TÉRMICA COM RAMPA

As termelétricas são uma tecnologia bastante complexa, que pode ter diferentes representações. Desde a versão mais flexível (que pode ser representada com ofertas independentes sem qualquer prejuízo, como exemplificado na seção 3.1) até exemplos que envolvem restrições de acionamento mínimo (vide seção 4.3) e precedência (vide seção 4.4), há muitos casos que poderiam ser explorados.

Nesta seção, tratamos de um elemento adicional da operação de termelétricas que ainda não havia sido endereçado, que é a representação de restrições de rampas através deste modelo de ofertas de perfil. Estas centrais, além da restrição de geração naturalmente imposta pela sua potência instalada, apresentam uma interdependência temporal na sua operação, posto que, por questões técnicas, não podem variar sua taxa de produção acima de um determinado valor (esta oscilação máxima é denominada rampa de geração). Em outras palavras, sendo a rampa de geração igual a um valor r , o despacho da usina em um determinado instante é limitado (além da sua capacidade máxima e mínima) ao despacho no instante anterior mais ou menos r . Graficamente, apresenta-se na Figura 10 um exemplo dos valores que uma usina deste tipo poderia produzir considerando duas horas de operação consecutivas, assumindo rampas de geração mais ou menos restritas.

Figura 10 – Espaço viável de geração para térmicas com rampas (mais ou menos restritas).



Neste caso, diferente dos exemplos anteriores que retratavam tecnologias que apresentam algum tipo de armazenamento, não há restrição de energia total produzida no período. Essencialmente, são representadas a restrição de capacidade instalada de geração individual nas horas e a limitação de rampa, que condiciona o espaço viável de produção na hora 2 ao despacho decidido para a hora 1. Nota-se que, quanto menos restrita a rampa, maior o espaço viável de geração, posto que, para um mesmo nível de produção na hora 1, uma rampa menos restrita leva a mais possibilidades de despacho na hora 2 em comparação com rampas mais limitantes.

A representação destas restrições técnicas através de ofertas de perfil é responsabilidade do agente ofertante e pode ser feita como exemplificado a seguir. Imaginemos uma central termelétrica com 40 MW de capacidade instalada que possui uma rampa de geração de 20 MW. Para representar todos os possíveis níveis de geração viáveis ao longo 3 horas em questão, a central deve realizar uma série de ofertas mutuamente exclusivas (Oferta A com distintos segmentos), de forma que qualquer combinação entre elas resulte em um despacho coerente com as restrições operativas da planta e que todo o espectro viável de soluções possa ser representado por alguma combinação – recordando que que, como em muitos casos anteriores, a restrição de complementariedade impõe que a soma dos fatores de alocação λ_{Am} não deve superar 1 (como representado pela Eq. 20). A Tabela 20 enumera os segmentos de oferta que deveriam ser feitas pelo agente no exemplo descrito – no exemplo, por simplicidade, é

desconsiderando o parâmetro de custo variável da usina, tendo a tabela como objetivo apenas ilustrar a representação da restrição operativa de rampa.

Tabela 20 – Exemplo prático de ofertas de térmicas com rampa (Oferta A).

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3
A	1	40	40	40
A	2	40	40	20
A	3	40	20	20
A	4	40	20	40
A	5	40	20	0
A	6	20	40	40
A	7	20	40	20
A	8	20	20	40
A	9	20	20	0
A	10	20	0	20
A	11	20	0	0
A	12	0	20	40
A	13	0	20	20
A	14	0	20	0
A	15	0	0	20

$$\lambda_{A1} + \lambda_{A2} + \lambda_{A3} + \lambda_{A4} + \lambda_{A5} + \lambda_{A6} + \lambda_{A7} + \lambda_{A8} + \lambda_{A9} + \lambda_{A10} + \lambda_{A11} + \lambda_{A12} + \lambda_{A13} + \lambda_{A14} + \lambda_{A15} \leq 1$$

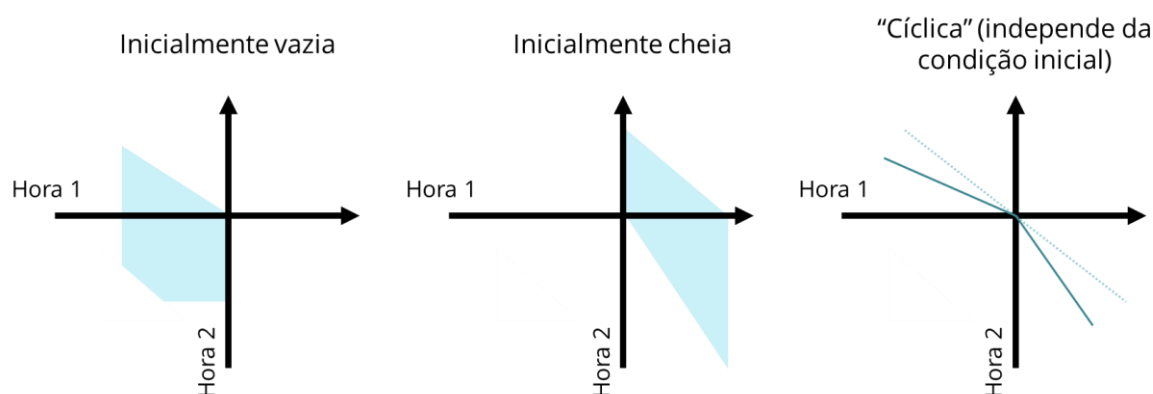
Eq. 20

4.5.4.BATERIA

As ofertas de perfil também podem ser utilizadas para emular as características operativas de sistemas de baterias, que possuem suas próprias particularidades. Estes equipamentos, de forma análoga às pequenas hidrelétricas, também possuem uma certa capacidade de armazenamento que lhes concede a flexibilidade de alocar um determinado montante de geração armazenada a diferentes horas do dia,

apresentando tanto restrições de potência (devido à capacidade instalada) quanto de energia (com as injeções totais limitadas ao montante armazenado). No entanto, em oposição às hidrelétricas, o aumento na energia disponível para geração não é consequência do processo natural das aflúncias, mas sim um resultado operativo que depende de decisões dos próprios agentes, posto que as baterias devem adquirir no presente a energia que desejam entregar ao sistema no futuro. Assim sendo, estes recursos devem atuar tanto com ofertas de compra quanto de venda, estando a venda num determinado instante condicionada à compra em momentos anteriores (e, em muitos casos, vice-versa, devido ao limite de armazenamento máximo). A Figura 11 ilustra graficamente os possíveis valores de geração de uma bateria num período de duas horas, para uma condição inicial de nível de armazenamento vazio ou cheio, além de um exemplo mais “agnóstico” à condição inicial, no qual a bateria deve gerar/injetar (quantidades positivas) tanto quanto consome/retira ao longo de todo o período (ajustado pela eficiência do sistema, que leva a perdas), sem entrar no mérito do armazenamento inicial – isto é, é “cíclica”, devendo o armazenamento final ser igual ao inicial.

Figura 11 – Espaço viável de geração para baterias (inicialmente vazias, cheias ou “cíclicas”, para condição inicial arbitrária).



Note que, na situação em que a bateria se inicia descarregada (gráfico da esquerda da Figura 11), a geração na hora 1 é sempre não-positiva, representando um carregamento, podendo, na hora 2, carregar ou descarregar – o descarregamento possível na hora 2 é dependente do carregamento na hora 1. Percebe-se também que o carregamento total é limitado (vide extremidade inferior esquerda do gráfico), não apenas pela potência, mas também pela capacidade máxima de armazenamento. De forma oposta, no caso da bateria inicialmente cheia (gráfico central da imagem), o sistema possui geração não-negativa na hora 1 e, na hora 2, pode carregar ou descarregar, dependendo da decisão tomada na primeira hora – o descarregamento depende de não ter sido totalmente esvaziada anteriormente, ao passo que o carregamento depende da liberação de espaço na capacidade de armazenamento. Já no último gráfico, a geração é composta por duas retas, que vão da origem em direção aos quadrantes superior esquerdo e inferior direito – nos quais a bateria carrega em uma hora e descarrega em outra. As retas são construídas de forma que a carga seja igual à descarga, corrigidas pela eficiência, de tal modo que o saldo do carregamento líquido durante este período seja zero.

Para ilustrar a tradução destas características nas ofertas de perfil propostas neste documento, retratemos uma bateria cuja capacidade de (des)carregamento é de 5 MW. Além disso, o equipamento possui uma eficiência de 80%. Este exemplo, de modo a ser o mais simples e genérico possível, não leva em consideração a condição inicial de armazenamento da bateria, e a ideia é representar o caso “cíclico” ilustrado no gráfico da direita da Figura 11, fazendo com que toda energia consumida, ajustada pela eficiência, seja gerada (e vice-versa). A Tabela 21 ilustra um exemplo de ofertas que a bateria retratada poderia realizar no mercado para representar sua operação respeitando suas características operativas.

Como indicado anteriormente, ainda que a representação “cíclica” seja uma idealização que não leva em consideração o armazenamento inicial, há algum valor em se fazer esta exploração (que pode ser refinada para outras representações com volume inicial explícito, como ilustrado na Figura 11). Vale ressaltar que: (i) não foram considerados parâmetros de preços das ofertas, visando ter um exemplo intuitivo de representação da operação da tecnologia e (ii) ainda que o parâmetro de armazenamento máximo do sistema de baterias também seja de grande relevância para a sua representação, ao longo de um período de 3 horas ele perde seu sentido, devido à restrição de operação cíclica – no entanto, para um horizonte mais amplo, seria essencial considerar esta restrição energética.

Tabela 21 – Exemplo prático de ofertas de baterias (Oferta A).

Oferta	Segmento <i>m</i>	Hora 1	Hora 2	Hora 3
A	1	-5 MW	4 MW	0 MW
A	2	-5 MW	0 MW	4 MW
A	3	0 MW	4 MW	-5 MW
A	4	0 MW	-5 MW	4 MW
A	5	4 MW	-5 MW	0 MW
A	6	4 MW	0 MW	-5 MW

Ainda, de modo a representar os limites de carga/descarga máximo de 5 MW em cada hora, é necessário incluir algumas restrições de complementariedade na modelagem, definidas pelas Eq. 21, Eq. 22, Eq. 23, Eq. 24, Eq. 25 e Eq. 26. Note que as restrições são impostas apenas às ofertas que envolvem geração na mesma hora ou consumo na mesma hora. Este desenho, em teoria, permite que as ofertas sejam selecionadas de tal modo a resultar em uma simples perda de energia, sem que haja injeção de energia à rede em momento nenhum. Isso pode ocorrer ao combinar duas ofertas “opostas” – isto é, tal que nas mesmas horas em que uma oferta contemple geração, a outra contemple consumo, e vice-versa. No entanto, este é apenas um resultado teórico, não sendo uma solução razoável na prática.

$$\lambda_{A1} + \lambda_{A2} \leq 1 \quad \text{Eq. 21}$$

$$\lambda_{A1} + \lambda_{A3} \leq 1 \quad \text{Eq. 22}$$

$$\lambda_{A2} + \lambda_{A4} \leq 1 \quad \text{Eq. 23}$$

$$\lambda_{A3} + \lambda_{A6} \leq 1 \quad \text{Eq. 24}$$

$$\lambda_{A4} + \lambda_{A5} \leq 1 \quad \text{Eq. 25}$$

$$\lambda_{A5} + \lambda_{A6} \leq 1 \quad \text{Eq. 26}$$

5.Introduzindo reservatórios virtuais

Os mecanismos apresentados nos Capítulos 3 e 4 já constituem uma proposta concreta e implementável para o mercado por ofertas – já que é possível contemplar com as ofertas de perfil até mesmo as hidrelétricas com reservatório (como ilustrado no exemplo da Seção 4.5.2, e elaborado em mais detalhe na Seção 5.1 a seguir). No entanto, o sistema elétrico brasileiro possui não apenas grandes hidrelétricas com reservatório, como também grandes cascatas com múltiplos proprietários (uma questão explorada nos entregáveis e.2.r1 e e.4.r), que em um mercado por ofertas tenderia a resultar em externalidades importantes.

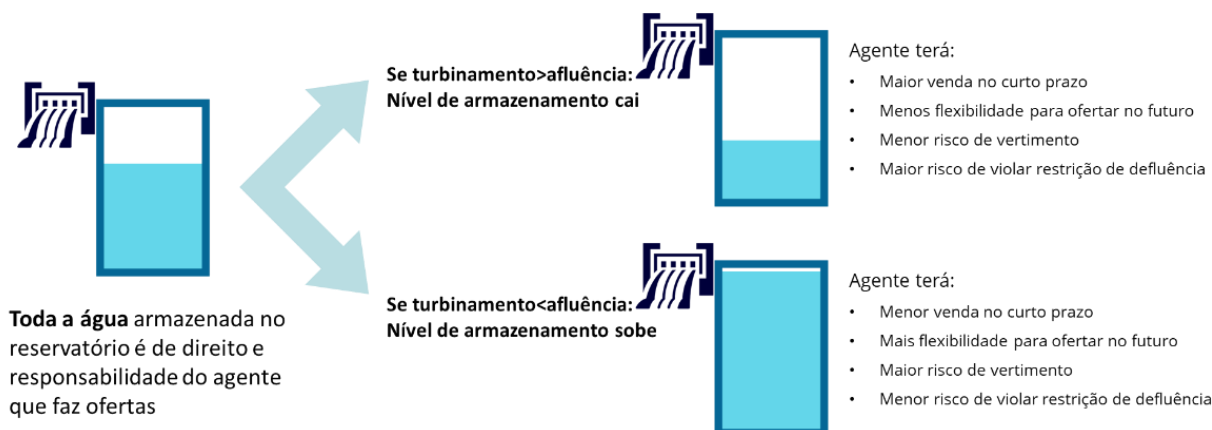
Estas características particulares do Brasil, aliada à existência do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) como um legado, justifica a alteração da estrutura do problema de otimização para o despacho e formação de preços de modo a acomodar um mecanismo capaz de endereçar estas questões. O objetivo deste capítulo é construir passo a passo as características deste mecanismo, baseado em “ofertas de reservatório virtual” e “contas de reservatório virtual”.

5.1.MOTIVAÇÃO E TRADEOFFS DO MECANISMO DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

5.1.1.DINÂMICA DE OFERTAS NA AUSÊNCIA DO MECANISMO

A forma mais simples de se implementar um modelo de oferta de preços seria alocar, de forma direta, os direitos de propriedade de cada um dos reservatórios do sistema a agentes de mercado, sendo a responsabilidade pela gestão intertemporal do recurso exclusivamente do gerador. Caso o agente acredite que o valor da água no presente será maior que o valor da água no futuro, é esperado que a escolha intertemporal seja de consumo hoje, ou seja, turbinamento maior que a afluência, de maneira a reduzir o nível de armazenamento. Esta expectativa seria incorporada às estratégias de oferta adotadas pelo agente –com base nas suas expectativas sobre o futuro, o agente portanto *escolhe*: (i) aumentar a venda no curto prazo, (ii) comprometer o seu volume armazenado (portanto reduzindo a flexibilidade que ele tem para ofertar no futuro, ao menos até a chegada de novas afluências), (iii) reduzindo o seu risco de vertimento (novamente, devido ao armazenamento mais baixo, havendo portanto mais espaço para novas afluências), e (iv) colocando-se em posição (novamente até a chegada de novas afluências) em que ele pode não ter recursos disponíveis o suficiente para evitar a violação de uma restrição ambiental (em particular uma restrição de defluência mínima, por exemplo).

De forma contrária, caso o agente julgue que o valor da água no futuro será superior ao valor da água no presente, os efeitos são inversos. Espera-se, nesta situação, uma afluência superior ao turbinamento e um aumento do nível de armazenamento, e as ações do agente resultarão: (i) menor venda no curto prazo, (ii) maior flexibilidade para ofertar no futuro, (iii) maior risco de vertimento e (iv) redução do risco de violar restrições de defluência mínima. As escolhas acima descritas estão representadas na Figura 12, e são perfeitamente aderentes em um mercado com formação de preços por oferta com alocação de direitos de propriedade.

Figura 12 – Escolhas de estratégias operativas de hidrelétricas com armazenamento.

Estes exemplos que ilustram o comportamento de um agente maximizador de lucro controlador de uma hidrelétrica com reservatório ilustram que a introdução de reservatórios virtuais não é uma medida estritamente necessária para o bom funcionamento de mercados com formação de preços por oferta, ao menos à primeira vista. De fato, há uma série de exemplos internacionais de mercados por ofertas que operam sem a existência de um elemento desta natureza. Nestes casos, a gestão dos reservatórios é realizada com base exclusivamente nos incentivos de mercado percebidos pelos agentes, que buscam maximizar seus lucros individuais – e que são, em geral, alinhados com os interesses do operador centralizado que visa a minimização de custos para o sistema.

O caso brasileiro, entretanto, é particular, como indicado na seção 5.1.2, e é por este motivo que recomendamos a aplicação do mecanismo de reservatórios virtuais, desenvolvido ao longo deste capítulo.

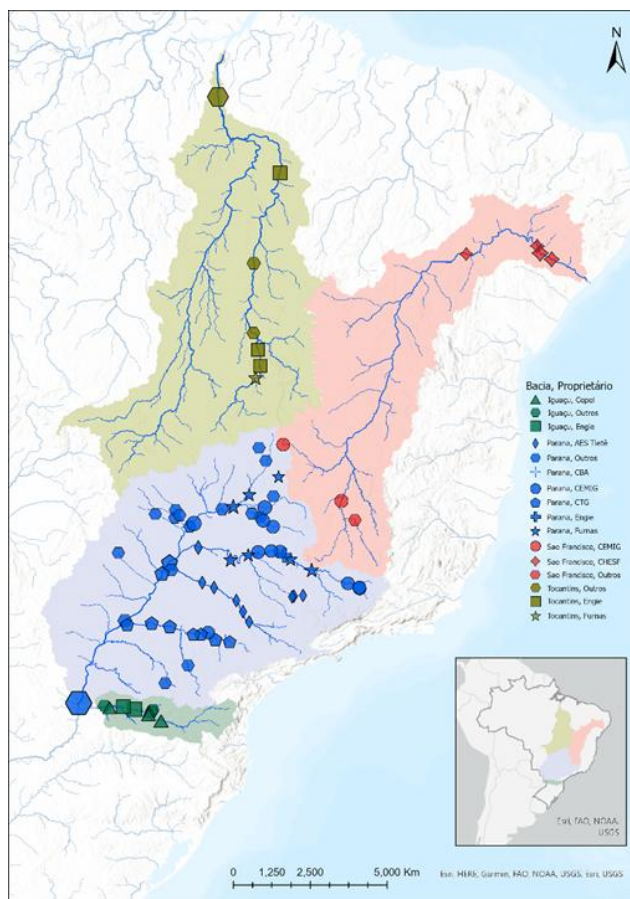
5.1.2.A QUESTÃO DAS EXTERNALIDADES NAS CASCATAS

O ponto central e principal motivador da introdução de reservatórios virtuais, discutida neste capítulo, é a resolução de externalidades advindas da existência de cascatas hidrelétricas com múltiplos proprietários, em que a operação de usinas à jusante depende fundamentalmente de decisões referentes a centrais à montante – esta problemática é apresentada em detalhe no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4] do presente projeto. Esta particularidade do setor elétrico brasileiro (complexidade e magnitude das cascatas) o tornam um caso à parte que requer uma atenção redobrada ao papel das hidrelétricas no paradigma de mercado por ofertas e motivaram a escolha pelos reservatórios virtuais. Este mecanismo, cuja complexidade supera o tratamento adotado em outras geografias (o Relatório 3 (entregável e.3.r) [12] do presente projeto analisou os instrumentos regulatórios aplicados para gerenciar hidrelétricas em cascatas em múltiplos mercados com formação de preço por oferta), é especialmente adequado para o contexto brasileiro. Uma das alternativas, por exemplo, é que não haja nenhum tipo de mecanismo centralizado para lidar com as cascatas e deixar que os próprios agentes se resolvam (por exemplo, celebrando eventuais acordos bilaterais para coordenação do uso da água). Outra é transferir a propriedade sobre hidrelétricas de uma mesma cascata para um único agente (ou consórcio), que passaria a operar as usinas de forma unificada, buscando otimizar a eficiência da utilização de todo o conjunto de centrais.

No Brasil, uma das questões que torna difícil a adoção de estratégias mais simples diz respeito à complexidade das cascatas de hidrelétricas do sistema. Como exemplificado na Figura 13, no Brasil, as principais cascatas são compostas por um grande número de centrais, com uma elevada capacidade de armazenamento e múltiplos proprietários dentro de uma mesma cascata. Devido a essa característica,

as externalidades advindas da operação descentralizada de cascatas com múltiplos proprietários são exacerbadas e os custos de transação associados à necessidade de negociar eventuais acordos bilaterais entre os agentes participantes de uma mesma cascata são excepcionalmente elevados. Ainda, a magnitude das cascatas e a quantidade de diferentes proprietários tornam inadequada a transferência de propriedade das centrais a um único agente, o que, além de extremamente complexo, levaria a uma grande concentração de mercado nas mãos de poucos *players*.

Figura 13 – Mapa das principais cascatas do sistema brasileiro, com identificação de proprietários.



Um dos motivadores para escolha dos reservatórios virtuais como elemento da proposta apresentada neste relatório é a existência do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) no setor elétrico brasileiro. Este mecanismo faz com que os “direitos de propriedade” sobre as usinas hidrelétricas e seus respectivos reservatórios sejam atualmente definidos de forma distribuída, sem que cada agente seja inteiramente responsável por seus próprios ativos. Isto é, em lugar de cada agente colher os benefícios e arcar com os custos dos seus próprios ativos (por exemplo, as vazões afluentes que chegam ao reservatório, sua capacidade de regularização, eficiência de produção e restrições ambientais), esses benefícios e custos são distribuídos entre um grande número de agentes. Em um modelo baseado em ofertas, contudo, é necessário que os direitos de propriedade sejam robustos e bem definidos e devem ser alocados de forma cautelosa e coerente. Em adição, considerou-se que o mecanismo de reservatórios virtuais preserva elementos suficientes do Mecanismo de Realocação de Energia atual para viabilizar a implementação de um modelo baseado em ofertas sem uma ruptura muito drástica com o funcionamento atual do setor.

O mecanismo de reservatórios virtuais, cujo funcionamento será descrito e exemplificado ao longo do

presente capítulo, foi considerado adequado para o contexto do setor elétrico brasileiro. Isto decorre do fato de que este artifício permite a introdução de um paradigma descentralizado de tomada de decisão que contemple a mitigação das significativas externalidades potenciais que podem emergir desta transição, ao passo que não exige uma concentração de mercado muito elevada (como seria o caso de haver com um único agente ou consórcio responsável pela operação de cada uma das grandes cascatas do sistema). Por outro lado, o funcionamento do mecanismo depende, em parte, de outras escolhas de desenho feitas (por exemplo, os formatos das ofertas e as iterações e liquidações do mercado), além de envolver naturalmente um grau de complexidade que deve ser absorvido pelo operador e pelos participantes – ainda que, como comentado, guarde alguma familiaridade com o MRE, o que deveria facilitar a compreensão e adaptação por parte dos *stakeholders*.

5.2.UM EXEMPLO PRÁTICO

Para ilustrar o funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais, a maneira mais prática é através da construção de um exemplo prático idealizado, que é o objetivo da presente seção. Suponhamos um sistema, ilustrado na Figura 14, que possui três reservatórios físicos de hidrelétricas (correspondentes às usinas 1, 2 e 3), agregados em um único reservatório virtual, do qual participam dois agentes A e B – isto é, os recursos deste reservatório virtual, que engloba os três reservatórios físicos, são repartidos entre as “contas” de dois agentes A e B. Neste exemplo, será representado um mundo idealizado, no qual se supõem algumas simplificações, como a adoção de fatores de produção únicos para as centrais (em lugar de curvas de produção), a desconsideração de vertimentos, entre outras.

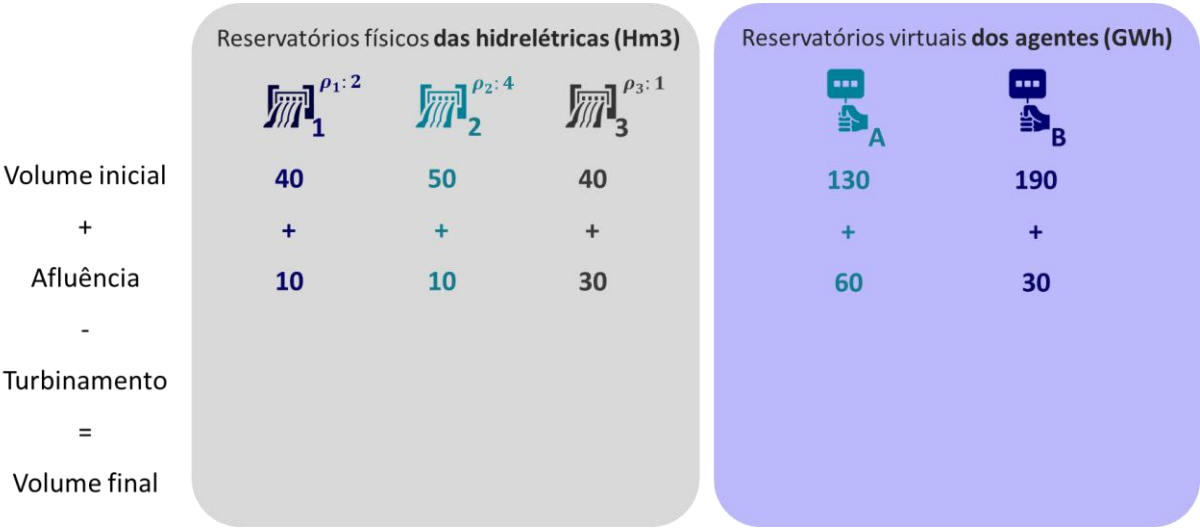
A Figura 14 mostra, para este sistema exemplo, as condições de volume inicial e afluências dos reservatórios físicos e virtuais para um determinado instante de tempo t qualquer. No caso dos reservatórios físicos, estes dados são apresentados em termos de volume de água (em hm^3) e possuem uma interpretação intuitiva, por serem variáveis fisicamente mensuráveis – tanto os volumes iniciais dos reservatórios quanto as vazões afluentes que chegam a eles podem ser medidas de forma individual para cada central.

No caso do reservatório virtual, os dados são apresentados na Figura 14 em termos de energia (em GWh) e possuem interpretação um pouco mais abstrata. Como se trata de uma “fotografia” do sistema em um determinado instante de tempo t , a definição dos volumes iniciais de cada “conta” do reservatório é direta – basta tomar os volumes finais de cada “conta” no instante de tempo anterior $t - 1$. É claro que, ao introduzir-se um mecanismo como esse, é importante definir com base em algum critério os volumes iniciais de cada “conta” do reservatório virtual no instante $t = 0$ – e, a partir daí, os volumes iniciais dos instantes seguintes serão consequência das afluências e das decisões de despacho, que definirão os volumes finais e, por consequência, os volumes iniciais dos instantes seguintes. Nota-se que, uma vez que o mecanismo de reservatórios virtuais já estiver implementado, a repartição dos volumes ao início de cada período é função direta do ocorrido no período anterior (que, por sua vez, é consequência direta das estratégias dos agentes) – de modo que o foco central pode ser no funcionamento contínuo do mecanismo.

No caso das afluências, também definidas em unidades de energia, os valores atribuídos a cada “conta” do reservatório virtual no instante t não são, diferentemente dos volumes iniciais, consequência da operação em $t - 1$. Para esta variável, o que se faz é uma repartição das afluências físicas entre os agentes, com base no critério de cotas. De forma análoga ao Mecanismo de Realocação de Energia vigente no Brasil, deve ser atribuído a cada agente uma cota de participação em cada reservatório virtual, que será aplicada como fator de repartição das vazões afluentes totais do reservatório – no exemplo da Figura 14, por exemplo, as cotas dos agentes A e B seguem uma proporção de 2 para 1, com valores de

60 GWh e 30 GWh, respectivamente.

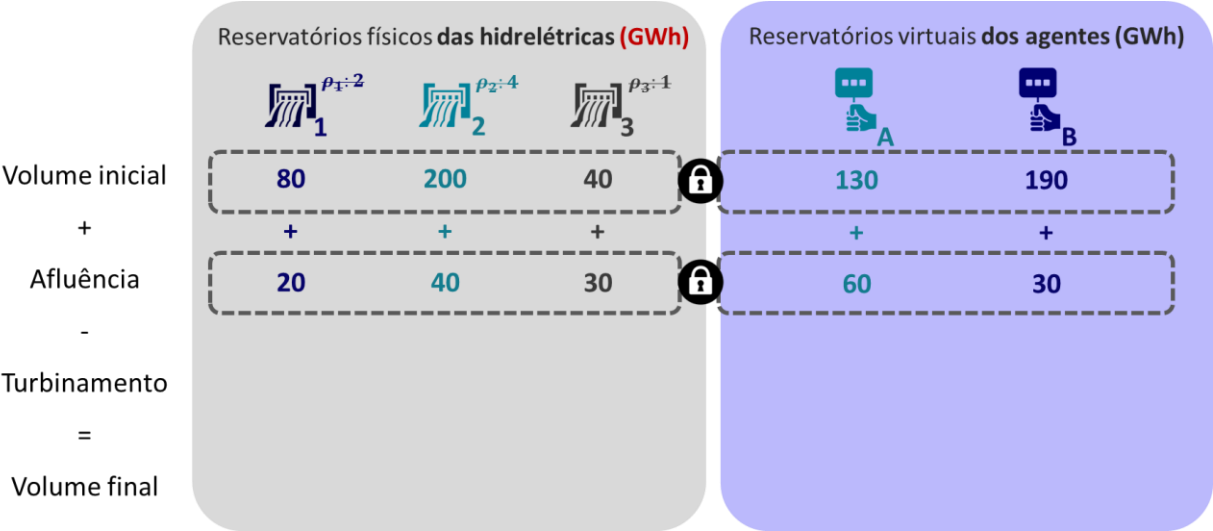
Figura 14 – Exemplo intuitivo do funcionamento do mecanismo – volumes iniciais e afluências de reservatórios físicos e virtuais.



Em um primeiro momento, pode-se estranhar a incompatibilidade entre os montantes totais dos reservatórios físicos e do reservatório virtual (Figura 14). Para os reservatórios físicos, a soma dos volumes iniciais é de 130 e a soma das afluências é de 50, ao passo que, para o reservatório virtual, estes montantes são 320 e 90, respectivamente. Esta divergência se dá por conta das diferentes unidades consideradas nos âmbitos físico e virtual, com o primeiro sendo representado através de unidades de volume de água (hm³) e, o segundo, em termos energéticos (em GWh). Nota-se, no entanto, como ilustrado na Figura 15, que ao realizar a conversão dos volumes iniciais e afluências dos reservatórios físicos a unidades de energia, por meio da multiplicação dos valores de cada hidrelétrica pelos seus respectivos fatores de produção ρ (mostrados na parte superior da Figura 14 e 15, junto às definições de cada hidrelétrica física 1, 2 e 3), esta equivalência é assegurada.

Esta propriedade é de suma importância para o bom funcionamento do mecanismo, pois é essencial que o reservatório virtual represente, de fato, uma agregação realista dos recursos disponíveis, afluentes e defluentes dos reservatórios físicos que o compõem – que são repartidos entre os agentes que possuem “contas” neste ambiente virtual. Observa-se que, para realizar esta conversão, é considerado um fator de produção médio para cada central. Esta representação pode, eventualmente, apresentar alguma divergência com respeito às características reais das usinas, que podem, por exemplo, possuir curvas de produção variáveis de acordo com níveis de armazenamento. Neste primeiro momento, se supõe que os fatores médios mostrados na Figura 14 retratam de forma adequada a realidade. Contudo, este pode ser uma fonte de fricção no mecanismo, em cujo caso se faria necessária a adoção de mecanismos de conciliação.

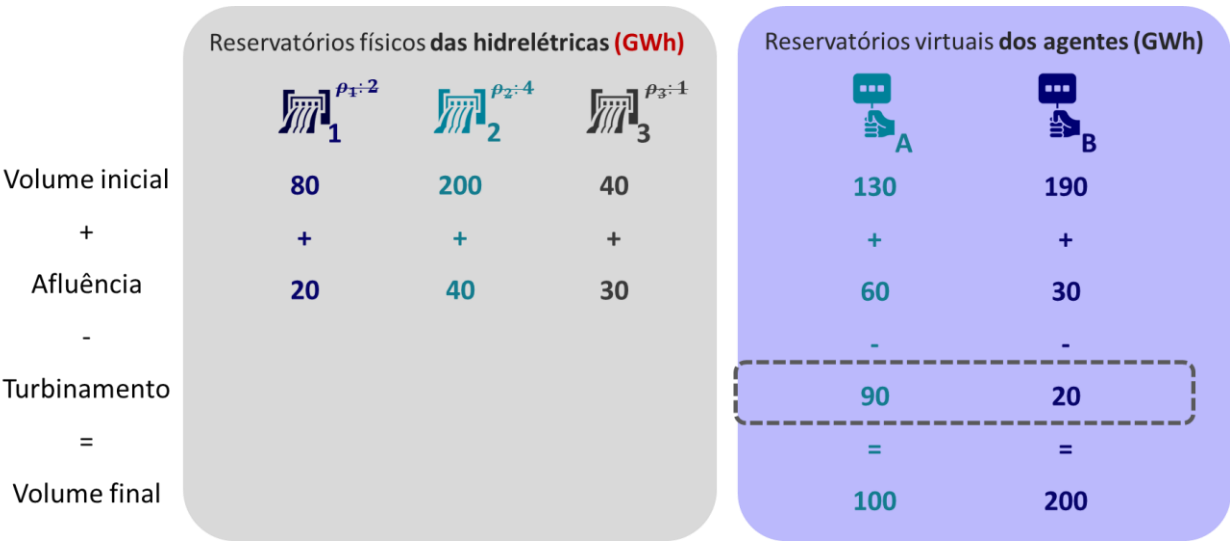
Figura 15 – Equivalência entre volumes iniciais e afluições de reservatórios físicos e virtuais.



Tendo garantido a compatibilidade entre os reservatórios físicos e virtual para as variáveis de armazenamento inicial e afluições, chega-se à etapa de realização de ofertas dos agentes. As ofertas de reservatórios virtuais são feitas por cada agente A e B, e não por usina física. Cada um dos agentes deve submeter uma oferta para cada reservatório virtual no qual possuem “contas” (neste exemplo, há um único reservatório virtual), indicando os montantes de energia que estão dispostos a oferecer e a quais preços – respeitando, evidentemente, a restrição de que não podem oferecer mais energia do que possuem disponível em suas “contas” (esta disponibilidade é dada pela soma entre os volumes iniciais e as afluições atribuídas a cada agente).

Com base nas ofertas submetidas pelos agentes, o operador executa o modelo de otimização que define quais ofertas serão ou não aceitas, de maneira a definir o despacho ótimo do sistema. No exemplo da Figura 16, mostra-se que o operador determinou um turbinamento de 90 GWh e 20 GWh para os agentes A e B, respectivamente, a partir da execução do modelo de despacho que toma como dados de entrada todas as ofertas submetidas.

Figura 16 – Definição dos volumes turbinados de cada agente/“conta” do reservatório virtual.

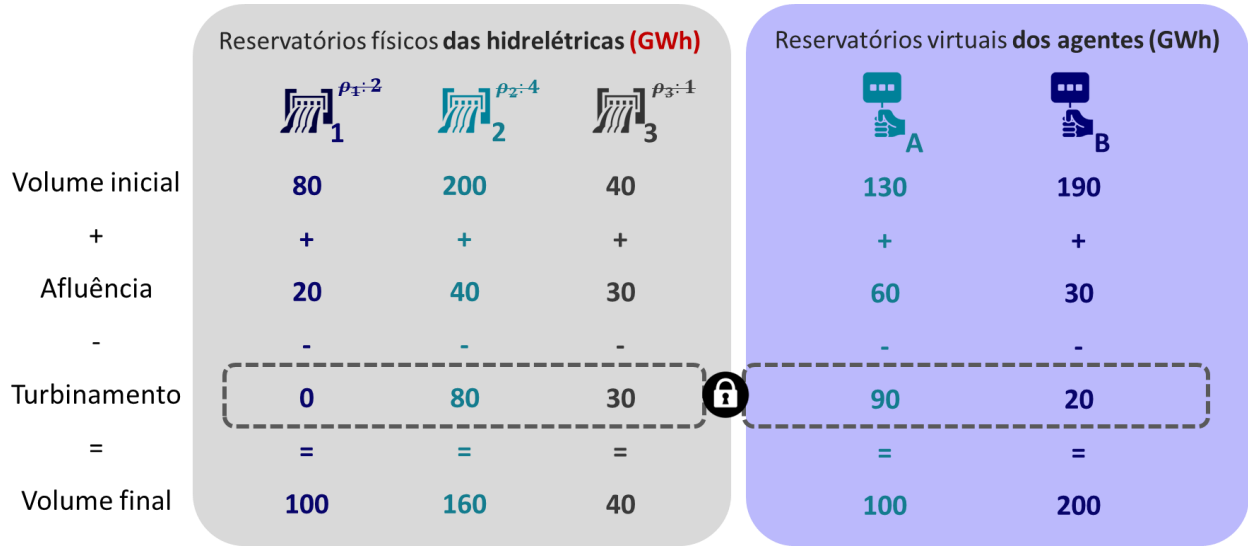


Considerando as ofertas aceitas e os volumes que devem ser turbinados de cada reservatório, resta

realizar a conversão destes montantes virtuais a montantes físicos e efetuar o cálculo dos volumes finais em ambos os ambientes, como apresentado na Figura 17. A segunda parte é bastante direta: os volumes finais físicos e virtuais são dados pela simples soma dos volumes iniciais e afluências, descontados dos volumes turbinados. A conversão de turbinamentos virtuais a turbinamentos físicos, por sua vez, é tarefa exclusiva do operador, sem que haja qualquer agência dos detentores de “contas” sobre esta correspondência. O operador deve, com base em critérios operativos, alocar o montante total turbinado do reservatório virtual (neste exemplo, 110 GWh) entre as centrais físicas, sempre respeitando a disponibilidade de recursos físicos em cada uma delas – evidentemente, só é possível turbinar em cada reservatório um volume menor ou igual ao volume inicial somado à sua afluência.






Nota-se que os agentes participantes são indiferentes quanto a essa alocação de volumes virtuais a volumes físicos, posto que não possui qualquer interferência nos balanços de suas respectivas “contas”. Observa-se, ainda, que como se garante a compatibilidade físico-virtual para os volumes iniciais, para as afluências e para o turbinamento, garante-se também a equivalência dos volumes finais.

Figura 17 – Conversão do turbinamento virtual por agente/“conta” a turbinamento físico por hidrelétrica.



Tendo os volumes finais de cada reservatório físico e virtual no instante t , pode-se realizar novamente o mesmo procedimento para o instante $t + 1$, tendo como volumes iniciais em $t + 1$ os volumes finais do instante t . Como destacado na Figura 18, é importante ter em mente que a proporção da alocação dos volumes virtuais entre as diferentes “contas” pode variar ao longo do tempo, pois os volumes armazenados em cada conta são resultado não apenas das afluências, mas também de decisões operativas e estratégicas dos *players* (um agente pode decidir esvaziar sua “conta”, enquanto outro pode adotar uma postura mais conservadora). No caso mostrado, por exemplo, a repartição dos volumes iniciais no instante t segue uma proporção 13 para 19 entre os agentes A e B, ao passo que, no caso dos volumes finais (e iniciais na etapa $t + 1$), esta proporção passa a ser de 1 para 2. Para as afluências, no entanto, destaca-se que a repartição das afluências totais entre os agentes/“contas” segue sempre uma mesma proporção, relacionada com as cotas atribuídas a cada agente – não sendo, portanto, dependente de resultados operativos.

Figura 18 – Repartição dos volumes vs. repartição das afluições.

	Reservatórios físicos das hidrelétricas (GWh)			Reservatórios virtuais dos agentes (GWh)	
	 $\rho_1 \div 2$ 1	 $\rho_2 \div 4$ 2	 $\rho_3 \div 1$ 3	 A	 B
Volume inicial	80	200	40	130	190
+	+	+	+	+	+
Afluência	20	40	30	60	30
-	-	-	-	-	-
Turbinamento	0	80	30	90	20
=	=	=	=	=	=
Volume final	100	160	40	100	200

É interessante observar que esse mecanismo faz com que os interesses dos agentes estejam alinhados. Por conta da separação entre os “mundos” físico e virtual, a operação individual de cada usina não impacta os resultados e o balanço de energia dos agentes em suas “contas” de reservatório virtual, de modo que as externalidades geradas pela presença de grandes cascatas são eliminadas. Com um mecanismo desta natureza, todos os agentes possuem incentivos para maximizar os seus resultados individuais, que independem da operação física das centrais, e possuem direitos a cotas das afluições de todas as usinas da cascata, e não apenas de unidades geradoras específicas.

5.3.FUNDAMENTOS PARA O MECANISMO DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

Tendo introduzido o mecanismo de reservatórios virtuais com o exemplo da seção 5.2, cabe agora estabelecer alguns princípios fundamentais a partir dos quais construiremos as características chave do mecanismo. O objetivo desta seção é apresentar alguns conceitos chave que desenham o mecanismo de reservatórios virtuais como uma construção de um conjunto de “fluxos de receita” direcionados aos agentes tomadores de decisão envolvidos. Posteriormente, na seção 5.4 argumentaremos dentro desta estrutura qual seria o fluxo de receitas que levaria aos melhores sinais de preço direcionados a cada agente (em função do tipo de decisão que este pode tomar).

5.3.1.SEPARAÇÃO DE PAPEIS DA HIDRELÉTRICA

Como explorado na Seção 5.1.1, é totalmente plausível a implementação de um mercado elétrico *sem* introduzir o conceito de reservatórios virtuais. Neste caso, cada proprietário de cada hidrelétrica é integralmente responsável pelos ônus e bônus que vêm da sua operação e gestão do seu reservatório – seja o risco hidrológico, seja a eficiência na conversão água-energia, seja a gestão intertemporal do recurso. Como vimos, no caso em que não há cascatas hidrelétricas, os incentivos individuais e coletivos estariam alinhados neste caso.

Com a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais, no entanto, passa a ser interessante decompor diferentes “papeis” que assumem as centrais hidrelétricas, com diferentes atribuições e responsabilidades – que, no modelo clássico, são unificados. Pode-se dividir essas funções em três diferentes conceitos, resumidos na Figura 19.

Figura 19 – Separação de papéis dos agentes hidrelétricos.

COTISTA DE AFLUÊNCIAS	GESTOR DE CONTA DE RESERVATÓRIO VIRTUAL	PROPRIETÁRIO DE HIDRELÉTRICA FÍSICA
<p>Detêm direitos sobre a energia afluyente (cotas de participação)</p> <p>Mais um agente financeiro que um tomador de decisão</p> <p>Assume o risco hidrológico (participação nas afluentes)</p> <p>Receitas em linha com direitos históricos, sem distorcer incentivos</p>	<p>Submete ofertas e tem nível de reservatório virtual atualizado</p> <p>Assume o risco de mercado (previsão lucro presente VS futuro)</p> <p>Recebe pelas ofertas aceitas e remunera O&M das hidrelétricas</p>	<p>Informa o operador sobre sua curva de produção e restrições operativas</p> <p>Assume risco apenas em caso de diferença entre parâmetros reais e os de referência</p> <p>É remunerada pelo seu custo de O&M e por aumento de eficiência</p>

O primeiro papel assumido pelos agentes hidrelétricos é o de *cotista de afluentes*, papel em analogia direta com os participantes atuais do Mecanismo de Realocação de Energia. No MRE atual, os agentes possuem cotas de participação na produção total de energia dos ativos que fazem parte do programa. A principal diferença em relação ao MRE “clássico” é que, no modelo de reservatórios virtuais, no lugar de se repartir a geração ex-post, se distribui a energia afluyente ex-ante – e a decisão de geração da energia disponível nas “contas de reservatório virtual” de cada agente depende essencialmente das estratégias individuais de cada um deles. Intuitivamente, o papel do agente cotista de afluentes é receber (de acordo com fatores de proporção pré-definidos) montante correspondente à energia afluyente total das hidrelétricas físicas – e, portanto, este agente assume o risco de incerteza e flutuações associados à hidrologia.

Os agentes assumem também papéis de *gestores de contas de reservatório virtual*. Como comentado, cada agente participante de um reservatório virtual passa a possuir uma “conta”, que o agente deve administrar – isto é, fazer ofertas para comprar ou vender montantes registrados nesta conta de modo a maximizar os seus lucros. Embora o agente cotista de afluentes tenha um fluxo constante de novas entradas a esta “conta” (correspondente às cotas) a partir da sua estratégia de oferta. O saldo desta “conta” varia com o tempo de acordo com as afluentes que lhe são atribuídas (com base nas cotas, discutidas acima) e com o seu montante de recursos que são turbinados pelo operador – esta segunda componente, em particular, é gerenciável pelo agente, posto que a decisão de turbinamento do operador é tomada com base nas ofertas submetidas pelos gestores de “contas”. Em outras palavras, os agentes que assumem esta função são responsáveis pela determinação das estratégias de oferta de suas “contas”, que definem se os recursos que possuem disponíveis em saldo serão utilizados no presente ou armazenados para utilização futura. Evidentemente, há um risco de mercado associado, posto que os resultados financeiros dos agentes são altamente dependentes da evolução dos preços de venda. Caso, por exemplo, o agente opte por uma estratégia conservadora de armazenar água no presente e os preços, no futuro, sejam mais baixos, o agente teria perdido a oportunidade de vender seus recursos a valores mais atrativos. Ou vice-versa, caso turbine a água no presente e o preço suba no futuro, os recursos já teriam sido utilizados e já não estariam disponíveis para venda a valores mais elevados.

Finalmente, o terceiro papel se refere à responsabilidade pela operação física da usina – ou seja, a

conversão dos recursos hídricos disponíveis em energia elétrica. Este agente, intitulado a receber a remuneração pelos custos variáveis de operação e manutenção da central, é que assume o risco de produção do ativo. Em outras palavras, caso os parâmetros reais de conversão de água em energia (a eficiência da usina) sejam diferentes dos parâmetros pré-definidos e considerados nos modelos de operação, pode-se gerar um desbalanço entre a disponibilidade de recursos física/real e o saldo oficial da “conta”, que é calculado com base em fatores registrados nas bases de dados oficiais.

É válido destacar que a participação no mecanismo de reservatórios virtuais não necessariamente deve ser mandatória para todas as hidrelétricas do sistema. Assim como há, atualmente, usinas cuja participação no Mecanismo de Realocação de Energia é facultativa (por exemplo, no caso de pequenas centrais hidrelétricas), os reservatórios virtuais podem também coexistir com hidrelétricas externas ao mecanismo, caso seja conveniente/desejável que determinadas plantas sejam excluídas desta dinâmica (ou tenham poder de escolha quanto à sua participação).

5.3.2. ATRIBUINDO PAPEIS DA HIDRELÉTRICA AOS AGENTES

Como já introduzido anteriormente na seção 3.3, é importante fazer distinção entre a unidade hidrelétrica física $i \in \mathcal{I}$, alguns “agrupamentos” para fins de submissão de ofertas (representados por $j \in \mathcal{J}$ ao longo do capítulo 3), e os agentes proprietários que efetivamente submetem ofertas $a \in \mathcal{A}$.

No caso dos reservatórios virtuais especificamente, os “agrupamentos” correspondem às chamadas *contas de reservatório virtual*, que são caracterizadas por um reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$ e por um agente ofertante $a \in \mathcal{A}$ – em contraste com a representação do Capítulo 3, em que cada grupo de oferta $j \in \mathcal{J}$ possuía um único proprietário $a \in \mathcal{A}$. A estrutura de ofertas de reservatório virtual é proposta desta forma justamente para permitir que as decisões operativas físicas sejam determinadas pelo *conjunto* de agentes ofertantes $\mathcal{A}(r)$ que possui representação naquele reservatório virtual, no lugar de um proprietário único. Esta “decisão compartilhada” entre múltiplos agentes cotistas dialoga com a prática atual do Mecanismo de Realocação da Energia brasileiro (MRE), e tem o benefício adicional de mitigar o poder de mercado dos agentes.

Vale observar que cada hidrelétrica física $i \in \mathcal{I}$ deve ser alocada a um reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$, para que ela possa ser representada pelas ofertas de reservatório virtual – a Seção 5.8 explora em detalhe algumas possíveis estratégias no que diz respeito à associação entre as hidrelétricas físicas $i \in \mathcal{I}$ e os reservatórios virtuais $r \in \mathcal{R}$. Vale destacar que é possível criar uma estrutura em que uma hidrelétrica não esteja alocada a nenhum reservatório virtual – o que seria interpretado como esta usina em particular não fazendo parte do mecanismo de compartilhamento e submissão de ofertas. Como previamente explorado, o mecanismo de submissão de ofertas “tradicional”, com grupos de oferta $j \in \mathcal{J}$, é perfeitamente capaz de representar o conjunto de possíveis decisões operativas de uma hidrelétrica – de modo que esta modalidade de submissão de ofertas seria naturalmente utilizada pelas hidrelétricas não participantes de reservatório virtual. Mais uma vez fazendo um paralelo com o MRE, esta representação de hidrelétricas fora de qualquer reservatório virtual é análoga às pequenas centrais hidrelétricas que atualmente podem optar por não fazer parte do MRE.

Levando em conta as características de cada um dos papéis descritos anteriormente e o que isso deve implicar em termos de componentes de receita, é razoável fazer a seguinte classificação:

- A receita atribuída ao *operador da hidrelétrica física* deve ser definida para cada hidrelétrica individual $i \in \mathcal{I}$, como é natural – de modo que representaremos esta componente como R_i^U . Evidentemente, o proprietário da hidrelétrica física será em geral um agente $a \in \mathcal{A}$ que pode assumir outras responsabilidades e fluxos de receita no mercado – mas a relação entre

hidrelétrica $i \in \mathcal{I}$ e proprietário $a \in \mathcal{A}$ é totalmente independente de outras relações (por exemplo envolvendo o reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$).

- A receita atribuída ao *gestor de contas de reservatório virtual* deve ser definida para cada *conta* de reservatório virtual (que, como indicado anteriormente, é caracterizada por $r \in \mathcal{R}$ e $a \in \mathcal{A}(r)$). Representaremos esta componente como R_{ra}^V .
- A receita atribuída ao *cotista de afluentes* é mais ambígua, e depende da forma como o dado de entrada de repartição das afluentes é informado. Neste relatório, novamente usando o MRE brasileiro como inspiração, caracterizaremos esta componente novamente por conta de reservatório virtual, e representaremos esta componente como R_{ra}^A .

Temos assim uma caracterização base das componentes R^U, R^V, R^A que serão melhor exploradas adiante.

5.3.3. CONTA DE RESERVATÓRIO VIRTUAL E FUNÇÃO DE AGREGAÇÃO

Vamos nos debruçar agora sobre uma representação para as “contas de reservatório virtual” associadas aos agentes ofertantes. Da mesma forma que no Capítulo 3 os agentes tinham autonomia para submeter ofertas, que no modelo de otimização do operador do sistema se traduzem em decisões operativas q_j para cada grupo de oferta, no modelo de reservatórios virtuais os agentes ofertantes também podem submeter ofertas, que se traduzem em decisões operativas que representamos por w_{ra} para cada conta de reservatório virtual.

Fazendo jus à nomenclatura “conta” de reservatório virtual, também iremos admitir que os agentes possuem um “saldo corrente” W_{ra}^0 da sua conta de reservatório virtual, que no período seguinte será atualizado de acordo com o montante de ofertas aceitas w_{ra} . Da mesma forma que $q_j > 0$ implica em uma decisão de geração (e, portanto, uma venda de energia), convencionamos que $w_{ra} > 0$ implica em uma venda de energia, portanto reduzindo o saldo disponível para o período seguinte. Nota-se que é desejável que W_{ra}^0 e w_{ra} sejam representados em unidades de MWh (assim como q_j).

Resta ainda introduzir uma componente adicional, que é o “saldo incremental” W_{ra}^A associado às cotas de afluentes. Embora, como introduzido na seção 5.3.1, seja possível pensar nos diferentes “papeis” como sendo inteiramente separados (o que é útil para fins didáticos), na prática o custo para que um agente cotista de afluentes se registre como agente ofertante de reservatórios virtuais e comece a atuar neste mercado é muito baixo – de modo que é de se esperar que, em virtualmente todos os casos, o agente atuaria nos dois papeis. E existe um benefício claro em tratar o saldo representativo das afluentes da mesma forma que o “saldo inicial” W^0 no problema de otimização, já que o montante de água disponível corresponde naturalmente à soma das duas componentes. Por exemplo, se for possível ignorar os efeitos de perfil horário das vazões, não haveria diferença entre um volume inicial de 100 hm³ com afluência zero e um volume inicial de 90 hm³ com afluência 10 hm³ adicionais para fins do espaço de possibilidades para a tomada de decisão (nota-se que é importante fazer a representação dos reservatórios físicos em unidades de volume de água, embora o balanço de reservatórios virtuais seja sempre realizado em unidades de energia).

Com isto, chegamos à Eq. 27 representativa da dinâmica de evolução temporal do “saldo corrente” nas contas de reservatório virtual:

$$(W_{ra}^0)_{t+1} = (W_{ra}^0)_t + (W_{ra}^A)_t - (w_{ra})_t \quad \text{Eq. 27}$$

Para que o “saldo corrente” W_{ra}^0 tenha significado físico, é desejável que o montante total representado por estas variáveis seja representativo da realidade física das hidrelétricas individuais do sistema a cada instante. Visto que W_{ra}^0 tem unidades de MWh e envolve uma agregação de múltiplas hidrelétricas, escrevemos essa correspondência com o auxílio de uma “função de agregação” E que converte volumes armazenados (para cada uma das hidrelétricas físicas do sistema $i \in \mathcal{I}$) em um montante de energia correspondente, como descrito pela Eq. 28:

$$E_r(\{v_i^0\}_{i \in \mathcal{I}}) = \sum_{a \in \mathcal{A}(r)} W_{ra}^0 \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad \text{Eq. 28}$$

Intuitivamente, a função E_r deve retornar um valor representativo do montante de energia que é possível gerar no reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$ a partir dos volumes armazenados $\{v_i^0\}_{i \in \mathcal{I}}$. Este resultado deve ser igual à soma dos saldos nas contas de reservatório virtual de todos os agentes – o saldo de cada agente individual não importa, embora seja prudente impor uma restrição $W_{ra}^0 \geq 0$ para todos os agentes.

5.3.4. RECEITA TOTAL DISPONÍVEL PARA ALOCAÇÃO

Outra propriedade que desejamos satisfazer é que a alocação das componentes de receita R^U , R^V , R^A deve ser compatível com o “orçamento total” que corresponderia ao valor total recebido pelas hidrelétricas participantes no mecanismo de reservatório virtual, caso elas fossem tratadas como usinas hidrelétricas independentes produzindo quantidades q_i nos seus respectivos submercados. Utilizando a notação já introduzida neste documento e o preço marginal π_n de cada zona $n \in \mathcal{N}$ (onde o conjunto de hidrelétricas localizado na zona n é representado por $\mathcal{I}^N(n)$), temos a seguinte relação matemática, representada pela Eq. 29:

$$\sum_{i \in \mathcal{I}} (R_i^U) + \sum_{\substack{r \in \mathcal{R} \\ a \in \mathcal{A}}} (R_{ra}^V + R_{ra}^A) = \sum_{n \in \mathcal{N}} \pi_n \cdot \sum_{i \in \mathcal{I}^N(n)} q_i \quad \text{Eq. 29}$$

Uma motivação para que esta igualdade seja mantida é que ela permite manter os sinais de preço compatíveis com a lógica econômica clássica para todos os outros agentes (que não sejam hidrelétricas participantes de reservatório virtual). Ou seja, demandas, termelétricas, e renováveis podem continuar a atuar no mercado como atuariam normalmente, e continuarão a perceber os mesmos sinais de preços correspondentes ao preço marginal π multiplicado pela quantidade produzida ou consumida q . A decomposição da receita total das hidrelétricas participantes do mecanismo de reservatório virtual entre R^U , R^V , R^A passa, portanto, a ser unicamente *interna* aos diferentes papéis de agentes atuantes no mecanismo de reservatório virtual em si – a “receita total” que remunera o conjunto das componentes é um valor fixo.

5.3.5. DISTRIBUIÇÃO ENTRE AGENTES COTISTAS DE AFLUÊNCIAS

Outra propriedade que utilizaremos diz respeito à forma como os agentes cotistas de afluições são remunerados. Visto que estes agentes são, pela sua natureza (e como o próprio nome indica), detentores de um direito de longo prazo (e não tomadores de decisão), é razoável considerar que a parte que cabe a estes agentes seja sempre correspondente a um percentual (ou uma “cota”) do montante total disponível. Em particular, utilizamos os coeficientes γ_{ra}^A como dados de entrada para descrever qual é a fração que cabe ao agente $a \in \mathcal{A}$, e admitimos que existe um “orçamento total” \bar{R}_r^A que é direcionado ao conjunto de agentes cotistas em determinado reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$. Com isto, a componente de receita para cada conta de reservatório virtual pode ser calculada a partir da relação de proporcionalidade direta, representado pela Eq. 30:

$$R_{ra}^A = \bar{R}_r^A \cdot \frac{\gamma_{ra}^A}{\sum_{a \in \mathcal{A}} \gamma_{ra}^A} \quad \text{Eq. 30}$$

Nota-se que o “orçamento total” \bar{R}_r^A ainda precisa ser calculado (e será objeto da seção 5.4), mas a Eq. 30 já permite antever uma estrutura para a forma como esta receita deve ser distribuída entre os agentes que detêm parte deste direito (caracterizado pelo dado de entrada γ_{ra}^A).

A variável γ_{ra}^A corresponde aos “montantes de cotas de reservatório virtual” de que determinado cotista dispõe, e neste sentido é análogo ao montante total de garantia física das usinas associadas no MRE atual – fazendo o paralelo, como introduzido na seção 5.3.2, de que no MRE atual há uma repartição da *energia gerada*, ao passo que no mecanismo de reservatórios virtuais proposto haveria uma repartição das *afluências* (cuja gestão seria feita por meio das *contas de reservatório virtual*).

5.4.CONSTRUINDO O MECANISMO DE ALOCAÇÃO PASSO A PASSO

Para que as componentes de receita possam ser atribuídas aos diferentes papéis introduzidos anteriormente, é importante levar em conta os sinais de preço resultantes desta alocação e como eles poderiam influenciar as ações dos agentes tomadores de decisão. Iremos construir nesta seção estas componentes passo a passo, mas antes disso é interessante estabelecer algumas propriedades chave que devem ser seguidas pelo desenho de mecanismo proposto.

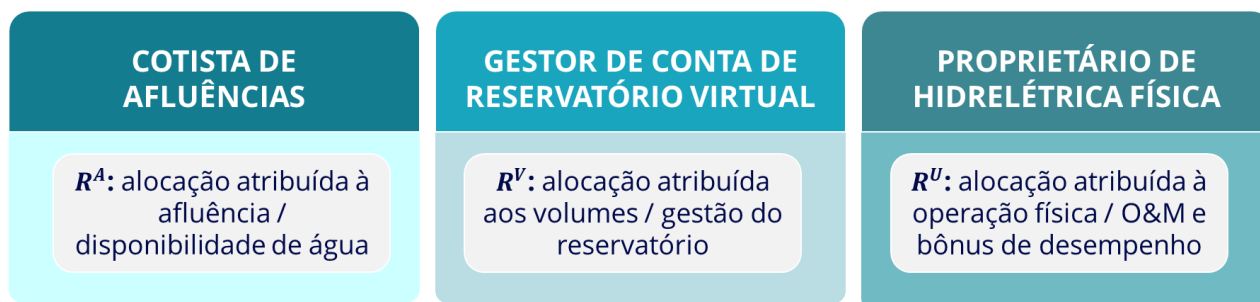
5.4.1.ONDE QUEREMOS CHEGAR: SÍNTESE DE COMPONENTES DE RECEITA

Ao longo desta seção, iremos adicionar complexidades passo a passo, alocando componentes de receita aos papéis da hidrelétrica mais capazes de gerenciar as ações que correspondem a cada componente do sinal de preços. Inicialmente, trabalharemos com apenas três componentes de receita, R^U, R^V, R^A , atribuídas aos diferentes papéis destacados na seção 5.3.1. Posteriormente, entretanto, introduziremos uma subdivisão adicional, de modo a dar um tratamento explícito separado para a componente R^W , representativa da comercialização de reservatórios virtuais.

A componente R^W surge no sentido de que uma forma “natural” de gerenciar a componente de afluências (que é, por definição, atribuída ao cotista de afluências) é tratando-a como um “saldo adicional” cuja gestão intertemporal é feita com o mesmo tipo de ofertas aplicável ao gestor de conta de reservatório virtual. Visto que, via de regra, um agente que seja detentor de cotas de afluência terá interesse em também ter contas de reservatório virtual para a gestão intertemporal destas suas cotas, na prática faz sentido “obrigar” que o agente cotista de afluências seja também detentor de uma conta de reservatório virtual para fazer a gestão das suas afluências.

Para simplificar o exemplo, ao longo das subseções seguintes trataremos estes dois agentes como entidades separadas, em que inicialmente o cotista de afluências sempre vende 100% das afluências alocadas a ele, e o agente gestor de conta de reservatório virtual é responsável pela estratégia que leva à decisão de turbinamento. Esta alocação é indicada na Figura 20 a seguir, e visa representar que de fato há componentes financeiras que devem explicitamente ser alocadas ao agente gestor de contas de reservatório virtual (vide seção 5.4.2) ou ao agente cotista de afluências (vide seção 5.4.4), de modo a passar o sinal de preço adequado. A lógica do sinal de preço é que as ações de alguns agentes podem fazer com que os cenários indesejáveis *não ocorram* na prática – de modo que alocar os ônus e bônus aos agentes mais bem-posicionados para fazer este tipo de gestão pode levar a uma operação mais eficiente do sistema.

Figura 20 – Visão preliminar das componentes de receita e sua relação com os papéis dos agentes hidrelétricos.



Embora esta forma de alocação seja intuitiva, na construção final dos fluxos financeiros na seção 5.4.6, entretanto, identificaremos que é possível criar uma estrutura ligeiramente diferente, em particular deixando claro que, visto que o mesmo agente cotista de afluências é também gestor de contas de reservatório virtual, parte das receitas R^A e R^V pode ter tratamento idêntico. Denominaremos esta componente de receita “compartilhada” entre os papéis de cotista de afluência e gestor de conta de reservatório virtual como R^W , e ela será diferenciada de componentes adicionais de receita que serão explorados na seção 5.5. Em particular, a responsabilização por energia vertida turbinável R^{V0} (vide seção 5.4.2) e a responsabilização por violação de restrição hídrica R^{A0} (vide seção 5.5.4) são componentes relevantes.

5.4.2. EXERCÍCIO INICIAL: MÁXIMA SIMPLIFICAÇÃO

Admitiremos em um primeiro exercício que temos uma única hidrelétrica, um único agente proprietário (e ofertante), uma única zona de preços da eletricidade, e um único reservatório virtual. Portanto, podemos omitir os índices $i \in \mathcal{I}, a \in \mathcal{A}, r \in \mathcal{R}$ e desejamos apenas “atribuir” de forma razoável as componentes de receita R^U, R^V, R^A aos diferentes papéis destacados na seção 5.3.1. Podemos escrever, portanto, a identidade fundamental introduzida na seção 5.3.3 entre as componentes de receita conforme Eq. 31 (admitindo que a hidrelétrica produziu q unidades de eletricidade e que o preço marginal resultante do mercado foi π):

$$R^U + R^V + R^A = \pi \cdot q \quad \text{Eq. 31}$$

Faremos ainda duas hipóteses simplificadoras para este primeiro exercício. A primeira é que assumiremos que não é necessário alocar nenhuma receita ao agente operador da hidrelétrica, $R^U = 0$ (o que em particular exige que o custo de O&M da usina seja nulo – retomaremos este ponto na seção 5.4.3). A segunda é que admitimos que a função de produção da hidrelétrica é simplesmente proporcional ao montante de água turbinado, o que escrevemos como $q = \rho \cdot u$. Podemos assim focar exclusivamente na dinâmica entre R^V (ofertante de reservatórios virtuais) e R^A (cotista de afluências).

Podemos escrever a equação de balanço hídrico neste sistema como na Eq. 32, em que v^0 é o volume armazenado ao início do período, v é o volume armazenado ao final do período, a são as afluências naturais líquidas, u é a decisão de turbinamento, e s é a decisão de vertimento. Nota-se que o termo “afluências líquidas” diz respeito à possibilidade de usos consuntivos da água reduzindo o montante de água disponível (o que é implicitamente já incorporado à variável a), como será explorado em mais detalhe na seção 5.5.3.

$$v = v^0 + a - u - s \quad \text{Eq. 32}$$

Assumimos que a duração do período considerado já foi incorporada às variáveis a, u, s , de modo que

cada um dos parâmetros na Eq. 33 é representado em hm^3 (e, portanto, similarmente assumimos que o coeficiente de produção ρ é representado em MWh/hm^3). Rearranjando a equação de balanço para isolar a variável u e multiplicando este resultado pelo coeficiente de produção ρ , temos uma expressão alternativa para o montante produzido pela hidrelétrica q . Substituindo esta expressão na identidade introduzida anteriormente para as componentes de receita e usando a hipótese de que $R^U = 0$, chegamos à Eq. 33:

$$R^V + R^A = \pi \cdot \rho \cdot [(v^0 - v) + a - s] \quad \text{Eq. 33}$$

Resta apenas, portanto, fazer a alocação da receita total disponível (representada pelo lado direito da igualdade da Eq. 33) entre o agente ofertante de reservatório virtual (R^V) e o agente cotista de afluentes (R^A). Podemos fazer as seguintes considerações, tomando em conta a natureza desses dois papéis:

- É natural que a componente proporcional à afluência a seja de alguma forma atribuída a R^A , já que o agente cotista de afluentes foi introduzido como o agente que absorve o risco hidrológico. Na prática, veremos que na formulação consolidada (vide seção 5.5) agregará este montante de afluentes ao montante sob a gestão do ofertante de reservatório virtual (havendo uma relação íntima entre os papéis R^A e R^V).
- Também é de se esperar que a componente proporcional à diferença de volumes ($v^0 - v$) seja atribuída a R^V , já que o agente ofertante de reservatórios virtuais é quem faz a gestão intertemporal do reservatório. Dessa forma, quando o reservatório se esvazia ($v^0 > v$), o agente recebe uma receita, e quando o reservatório é preenchido ($v^0 < v$) ele tem um custo ($R^V < 0$).
- Para a componente proporcional ao vertimento, parece razoável que ela deva ser *dividida* entre R^A e R^V , no sentido de que alguns vertimentos ocorrem porque a afluência foi demasiadamente elevada (e, portanto, são atribuíveis ao agente cotista de afluentes) e outros ocorrem porque o volume inicial v^0 se encontrava demasiadamente elevado por um erro da gestão intertemporal do reservatório (e, portanto, são atribuíveis ao agente ofertante de reservatórios virtuais).

A definição das componentes para a atribuição do vertimento s é análoga à distinção entre um vertimento “turbinável” ou “não turbinável”, que já é utilizada no setor elétrico brasileiro hoje para indicar situações em que a capacidade de turbinamento dos geradores é insuficiente para utilizar parte da afluência disponível. Intuitivamente, um vertimento “não turbinável” jamais poderia converter-se em capacidade de produção na prática – e, portanto, é razoável que ele seja subtraído diretamente da afluência disponível (alocando esta componente a R^A). Esta componente “não turbinável” da afluência deve ser identificada a partir da afluência a e volume inicial v^0 , observados imediatamente antes de se executar o problema de otimização para determinar a decisão ótima de turbinamento u , volume final v , e vertimento s . Um vertimento “turbinável”, em contraste, indica que houve uma ineficiência na gestão intertemporal do volume armazenado, de modo que é razoável responsabilizar o agente ofertante que foi na prática responsável por essa decisão de armazenamento (alocando esta componente a R^V).

Podemos representar esta regra de alocação introduzindo funções “afluência turbinável” $A^T(a)$ e “afluência não-turbinável” $A^N(a)$, satisfazendo $A^T(a) + A^N(a) = a$, e que representam as componentes alocadas ao cotista de afluentes e ofertante de reservatório virtual respectivamente. Intuitivamente, poderíamos considerar simplesmente $A^T(a) = \min\{a, u_{\max} + v_{\max} - v_{\min}\}$ (isto é, a afluência só é considerada “não turbinável” se ultrapassar o volume útil da usina mais o seu turbinamento máximo), embora outras expressões levando em conta v^0 também possam ser contempladas. Nota-se que no caso do ofertante de reservatório virtual, a componente $A^N(a)$ na prática mitiga a penalidade associada à componente de vertimento s atribuída a estes agentes. A partir destas considerações, temos as expressões para a remuneração do agente proprietário da hidrelétrica (Eq. 34), do agente cotista de

afluência (Eq. 35), e do agente gestor de conta de reservatório virtual (Eq. 36).

$$R^U = 0 \quad \text{Eq. 34}$$

$$R^A = \pi \cdot \rho \cdot A^T(a) \quad \text{Eq. 35}$$

$$R^V = \pi \cdot \rho \cdot [(v^0 - v) - (s - A^N(a))] \quad \text{Eq. 36}$$

Intuitivamente, é importante responsabilizar financeiramente o agente ofertante de reservatório virtual em caso de vertimento – do contrário, haveria um risco de que o agente exercesse poder de mercado, podendo levar a vertimento em situações em que a energia fosse valiosa para o sistema. Na prática, esses dados de vertimento (mais precisamente, de vertimento *turbinável*, já que a componente $A^N(a)$ é subtraída) precisariam ser mensurados para a aplicação desta penalidade. Vale destacar, entretanto, que de um modo geral é de se esperar que o preço marginal π seja bastante baixo em situações em que houver vertimento – de modo que a exposição deste agente seria mitigada na prática.

5.4.3. INTRODUZINDO CONTAS DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

Um próximo passo desejável é revisitar as expressões para as componentes de receita e escrever estas equações em um formato que seja mais representativo da lógica de “contas” de reservatório virtual. Aqui um insumo importante é o que foi apresentado na seção 5.3.3, segundo o qual existe uma correspondência entre o “saldo corrente” da conta de reservatório virtual e a energia total armazenada no reservatório. Podemos escrever as duas relações válidas devido a esta correspondência, indicativas do início (Eq. 37) e fim do período (Eq. 38) respectivamente:

$$E(v^0) = W^0 \quad \text{Eq. 37}$$

$$E(v) = W^0 + W^A - w \quad \text{Eq. 38}$$

Nesta representação,

- A função E representa a função de agregação que converte volumes armazenados em montantes de “geração em potencial” (como introduzido na seção 5.3.3). Para o caso simples avaliado com fator de produção constante, temos simplesmente $E(v) = \rho \cdot v^0$.
- A componente W^A é um dado de entrada que tem por objetivo representar o papel das afluências no “saldo disponível” para produção hidrelétrica. Embora a seção 5.3.3 não tenha explorado detalhes de como esta componente seria calculada, uma análise do caso exemplo sugere fortemente que uma escolha natural seria $W^A = \rho \cdot A^T(a)$, utilizando a afluência “turbinável” que é a que de fato estaria disponível para o tomador de decisão.
- A variável w , como introduzido na seção 5.3.3, representa uma variável de decisão que descreve o “montante de ofertas de reservatório virtual aceitas” – razão pela qual ela é representada com sinal negativo na evolução temporal do “saldo”. Se um agente vende muitas unidades de w , é de se esperar que ele tenha uma receita imediata elevada, mas em contrapartida o saldo da sua conta de reservatório virtual será reduzido (limitando assim ações futuras).

Um outro ponto que foi indicado na seção 5.3.3 é que esta representação permite que o agente cotista de afluências (detentor de direitos sobre a componente W^A do saldo) também tome decisões no que diz respeito à decisão w , assim como o agente ofertante de reservatórios virtuais (e observando que muitas vezes estes são dois papéis exercidos pelo mesmo agente). Para minimizar ambiguidades, neste exemplo representaremos duas componentes da decisão de operação do reservatório virtual, $w = w^A + w^V$:

- w^A corresponde ao montante de ofertas de reservatório virtual do agente cotista de afliências, que é sempre igual à totalidade do saldo W^A ao qual o agente tem direito, e que, portanto, é sempre igual a $\rho \cdot A^T(a)$.
- w^V corresponde ao montante de ofertas de reservatório virtual do agente ofertante propriamente, que é função da decisão do agente e que precisa ser compatível com as variáveis de decisão físicas do problema.

Substituindo na equação (Eq. 38) apresentada anteriormente para o final do período, que garante compatibilidade entre o volume armazenado físico e o saldo na conta de reservatório virtual, temos Eq. 39, e podemos obter uma expressão para w^V (Eq. 40):

$$\underbrace{\rho \cdot v}_{E(v)} = \underbrace{\rho \cdot v^0}_{W^0} + \underbrace{\rho \cdot A^T(a)}_{W^A} - \underbrace{\rho \cdot A^T(a)}_{w^A} - w^V \quad \text{Eq. 39}$$

$$w^V = \rho \cdot (v^0 - v) \quad \text{Eq. 40}$$

Permitindo assim reescrever as expressões Eq. 34, Eq. 35 e Eq. 36 resultando nas expressões revisadas Eq. 41, Eq. 42 e Eq. 43, respectivamente, a seguir. Nota-se que as principais componentes de R^A (da Eq. 35 para a Eq. 42) e R^V (da Eq. 36 para a Eq. 43) foram substituídas por termos em w^A e w^V respectivamente – restando apenas uma componente de penalidade para o agente ofertante de reservatório virtual associada ao vertimento.

$$R^U = 0 \quad \text{Eq. 41}$$

$$R^A = \pi \cdot w^A \quad \text{Eq. 42}$$

$$R^V = \pi \cdot w^V - \pi \cdot \rho \cdot [s - A^N(a)] \quad \text{Eq. 43}$$

5.4.4. VARIÁVEL DUAL DE RESERVATÓRIO VIRTUAL

Com os desenvolvimentos apresentados anteriormente, chegamos a expressões bastante elegantes para os fluxos de receita, envolvendo as variáveis de decisão das contas de reservatório virtual w e os preços marginais π . Entretanto, há uma tensão nestas expressões, porque a forma de representação destas duas variáveis não é totalmente compatível – como indicado na seção 5.3.4 (Eq. 29), a variável π depende espacialmente da zona $n \in \mathcal{N}$, enquanto a variável w depende espacialmente do reservatório virtual $r \in \mathcal{R}$. Além disso, as variáveis também não têm a mesma referência temporal: a variável π representa uma equação de balanço para cada hora individualmente, ao passo que para a decisão de reservatório virtual w a restrição chave envolve o período como um todo (uma única restrição representando volumes iniciais e finais para o dia inteiro).

Embora estas tensões não sejam incontornáveis, elas sugerem que o sinal de preços mais adequado para as variáveis de decisão de contas de reservatório virtual seria diferente. É desejável introduzir um “custo marginal de reservatório virtual” μ que esteja explicitamente atrelado às decisões w , representada para cada dia e para cada reservatório virtual r , ao passo que o custo marginal π é representado para cada intervalo horário t e para cada zona n . A motivação para isso é representar um sinal de preços mais coerente com as decisões w que são de fato tomadas, assim representando incentivos melhor alinhados para a tomada de decisão dos agentes com respeito às ofertas de reservatório virtual.

Nota-se que π continua a ter um papel na formulação das receitas totais para os diferentes papéis do mecanismo de reservatório virtual, já como indicado na seção 5.3.4, o “orçamento total” disponível para

remuneração destes agentes depende de π . Entretanto, usando novamente a lógica de papéis introduzida na seção 5.3.1, podemos a partir disso separar uma componente de *incentivo*, proporcional a μ e alocada ao agente gestor de contas de reservatório virtual (considerando que μ é o sinal de preços mais adequado para as decisões w deste agente, responsável pela gestão intertemporal do reservatório). Esta componente é contrastada com uma componente *financeira* proporcional a $\pi - \mu$, que precisa ser alocada de alguma forma. Aqui, há diferentes estratégias possíveis:

- Uma primeira estratégia seria alocar esta componente financeira ao agente *cotista de afluências*, que como indicado na seção 5.3.1 representa um agente responsável por absorver e gerir riscos associados à operação dos reservatórios. Com isto, a componente financeira seria proporcional a um *parâmetro de longo prazo*, não sujeito a nenhuma gestão por parte do agente no contexto das ofertas de mercado.
- Uma alternativa seria alocar esta componente financeira ao agente *gestor de reservatório virtual*, implicitamente representando uma expectativa de que esta componente financeira seja *positiva* na maior parte dos casos. Isso significa que os agentes recebem um *bônus*, análogo ao pagamento de dividendos aos agentes detentores de ações na bolsa de valores – mas refletindo uma alocação que está sujeita à gestão estratégica pelos agentes no contexto das ofertas de mercado. Nota-se que, caso os agentes cotistas de afluência sejam totalmente *pricetakers* (i.e. todos sigam a mesma estratégia de gestão intertemporal), na prática não haveria diferença entre a alocação aos agentes cotistas de afluência ou a alocação aos agentes gestores de reservatório virtual no longo prazo, já que os beneficiários seriam os mesmos.
- Finalmente, haveria a possibilidade de alocar esta componente financeira diretamente ao agente *proprietário de usina hidrelétrica*. Para que esta alocação seja razoável, seria necessário que a *flexibilidade horária de cada hidrelétrica individual* seja o fator determinante para determinar quais hidrelétricas são capazes de gerar nas horas em que o custo marginal horário de demanda π é superior ao custo marginal diário de reservatório virtual μ ; ao passo que se ao fator determinante for a *gestão ótima das cascatas* (aproveitamento dos reservatórios a montante no balanço hídrico horário) esta premiação do proprietário individual não seria justificada.

Levando em conta estas considerações, e em particular o fato de que os mesmos agentes cotistas de afluências serão também agentes gestores de contas de reservatório virtual em geral, optamos por alocar esta responsabilização segundo o critério dos gestores de reservatório virtual. Nas equações a seguir, atualizamos as principais componentes de R^A (da Eq. 42 para a Eq. 45) e R^V (da Eq. 43 para a Eq. 46) de modo que os termos em w^A e w^V sejam valorados proporcionalmente a μ , e introduzindo uma nova componente em R^V (Eq. 46) associada à diferença $\pi - \mu$. Vale destacar que, embora neste caso (com um único agente) o resultado final seja o mesmo, como as estratégias dos agentes podem levar a uma divergência entre as suas participações segundo o critério dos cotistas de afluências (parâmetros γ^A) e segundo o critério dos gestores de contas de reservatório virtual (montantes armazenados nas respectivas contas de reservatório virtual), é muito importante que haja clareza nas responsabilizações e separação de componentes de incentivo.

$$R^U = 0 \quad \text{Eq. 44}$$

$$R^A = \mu \cdot w^A \quad \text{Eq. 45}$$

$$R^V = \mu \cdot w^V + (\pi - \mu)(w^A + w^V) - \pi \cdot \rho \cdot [s - A^N(a)] \quad \text{Eq. 46}$$

5.4.5. RECEITAS DO OPERADOR DA USINA

Ao introduzir o agente operador da usina física, há duas componentes principais que cabe levar em conta. A primeira é uma representação de um custo variável de operação e manutenção (“O&M”) – parece razoável considerar que a usina física seja ao menos remunerada por esta componente. Uma segunda classe de preocupações diz respeito à possibilidade de se remunerar devidamente este proprietário da usina física por eventuais ganhos de eficiência ou aumentos de produtividade, assim dando os incentivos corretos à boa gestão ou investimentos feitos em cada hidrelétrica individual.

No que diz respeito à componente O&M pelo serviço de operação da usina, isto pode ser feito de forma relativamente simples: observando que em geral no Brasil o custo variável c é um parâmetro definido em \$/MWh, adicionamos uma componente de remuneração proporcional à produção hidrelétrica q , representado pela Eq. 47. Este custo precisa ser recuperado dos outros dois papéis de modo a manter o valor da receita total do conjunto de agentes, conforme a identidade introduzida na seção 5.3.4 (Eq. 29). É possível demonstrar que, devido à representação dos fluxos de receita como dependentes da variável dual de reservatório virtual (vide seção 5.4.4) e com a representação do custo de O&M das hidrelétricas individuais na função objetivo (vide seção 5.5.1), que a alocação correta desta componente financeira é ao mesmo agente que recebe o excedente financeiro tratado na seção 5.4.4: no caso, o agente gestor dos reservatórios virtuais (Eq. 49). Temos, desta forma, as expressões revisadas das Eq. 47, Eq. 48.

$$R^U = c \cdot q \quad \text{Eq. 47}$$

$$R^A = \mu \cdot w^A \quad \text{Eq. 48}$$

$$R^V = \mu \cdot w^V + (\pi - \mu)(w^A + w^V) - c \cdot q - \pi \cdot \rho \cdot [s - A^N(a)] \quad \text{Eq. 49}$$

Já no que diz respeito a uma componente de remuneração que possa premiar o agente operador da hidrelétrica física por eventuais ganhos de produtividade, uma forma simples de se incorporar esta componente (embora com ressalvas que serão exploradas na seção 5.5.1) é fazendo distinção entre a produção hidrelétrica medida de fato q e a produção “idealizada” pelas curvas de produção conhecidas, $\rho \cdot u$. A ideia é que, se o coeficiente ρ representa um modelo da operação real da usina, é possível fazer esta distinção, seja por meio da obtenção de medições explícitas de ambas as variáveis em tempo real ou pela aplicação de mais de um fator ρ explicitamente na regra de mercado (por exemplo, para valorizar investimentos feitos que levaram a um aumento de produtividade da usina).

Conceitualmente, levando em conta que o operador da usina hidrelétrica deve ser incentivado a produzir o máximo nível de geração q possível com o mínimo nível de turbinamento u , é razoável alocar a este agente uma remuneração proporcional à diferença $q - \rho \cdot u$. Assim, haverá o pagamento de um “bônus” proporcional a π caso a hidrelétrica consiga “produzir mais com menos” (o que resultaria em uma diferença $q - \rho \cdot u > 0$ com os dados de g e u observados), e inversamente se a produtividade observada da hidrelétrica for menor que o esperado ($q - \rho \cdot u < 0$) este agente deverá arcar com o ônus correspondente. Verificamos, assim, que o incentivo é alocado corretamente ao agente operador da usina (e na seção 5.5.1 exploraremos melhor a factibilidade de se medir esta componente de fato).

Além de adicionar esta componente de receita à expressão de R^U (Eq. 50), fazemos mais uma alteração na representação da equação a seguir. Fazendo algumas manipulações a partir da equação do balanço hídrico, observamos a igualdade $w^A + w^V = \rho \cdot u + s - A^N(a)$, que utilizamos para reescrever a equação de R^V a seguir.

$$R^U = c \cdot q + \pi \cdot (q - \rho \cdot u) \quad \text{Eq. 50}$$

$$R^A = \mu \cdot w^A \quad \text{Eq. 51}$$

$$R^V = \mu \cdot w^V + \left[\pi \cdot \rho \cdot [u + s - A^N(a)] - \left(\mu + \frac{c \cdot q}{w^A + w^V} \right) \cdot [w^A + w^V] \right] - \pi \cdot \rho \cdot [s - A^N(a)] \quad \text{Eq. 52}$$

5.4.6. IDENTIFICANDO FUNÇÕES RELEVANTES NO CASO MAIS COMPLETO

Muito embora o passo a passo indicado nas seções anteriores tenha focado em uma situação muito particular (sem destacar a possibilidade de múltiplos agentes, múltiplas zonas, reservatórios virtuais, cascatas, etc), surpreendentemente não é muito difícil extrapolar estes resultados para um caso mais geral. Na prática, como sintetizado na Tabela 22 a seguir, são necessárias apenas três funções individualizadas por hidrelétrica (para calcular o custo de O&M, a produção hidrelétrica idealizada/potencial, e a energia vertida turbinável) e duas funções de agregação para o reservatório virtual (uma para volumes e outra para aflúências). Utilizamos na representação a seguir a notação y_i para representar o conjunto de parâmetros mensuráveis pelo operador do sistema, seguindo a notação introduzida na seção 5.5.1.

Tabela 22 – Síntese das funções dado de entrada que fariam parte do mecanismo de reservatório virtual.

$C_i^H(y_i)$	Função custo de O&M – vide seção 5.4.5. Análogo a $c \cdot q$
$Q_i(y_i)$	Função de produção idealizada – vide seção 5.4.5. Análogo a $\rho \cdot u$
$S_i(y_i)$	Função energia vertida turbinável – vide seção 5.4.1. Análogo a $\rho \cdot (s - A^N(a))$
$E_r(\{v_i\}_{i \in I})$	Função de agregação de volumes – vide seção 5.4.3. Análogo a $\rho \cdot v$
$E_r^A(\{a_i\}_{i \in I})$	Função de agregação de aflúências – vide seção 5.4.3. Análogo a $\rho \cdot A^T(a)$

Desde que seja possível definir estas funções para o caso geral – que pode envolver coeficientes de produção variáveis em função do volume armazenado e/ou não-lineares em função da decisão de turbinamento, cascatas, e outras complexidades –, podemos aplicar essencialmente a mesma estrutura de fluxos financeiros desenvolvida ao longo das subseções anteriores a estes casos mais complexos, simplesmente atualizando as expressões encontradas. A hipótese de que é possível obter um conjunto de representações robusto para estas funções parece bastante razoável, considerando que conceitos como a “energia armazenada” (correspondente à função de agregação E_r) já são bastante conhecidos do sistema elétrico brasileiro (mas vide seção 5.7 para algumas considerações adicionais).

Munidos deste conjunto de funções, o primeiro passo do procedimento é a alocação aos agentes cotistas de aflúência dos montantes cabidos a eles. Um refinamento que fazemos (omitido até este momento) é “unificar” parte da receita do agente gestor de reservatórios virtuais e do agente gestor de aflúências em uma mesma conta. Efetivamente, será interessante determinar que um mesmo agente a que cumpra esses dois papéis terá uma única “conta de reservatórios virtuais” que, além de ser gerida pelo agente gestor, também pode receber montantes atribuídos ao agente cotista de aflúências. Podemos assim tratar a componente que na seção 5.4.3 foi denominada w^A como um “saldo extra” W_{ra}^A para a conta de reservatório virtual (como representado na Eq. 53), que no caso geral implicará em uma alocação para cada conta de reservatório virtual individualmente. Nota-se que é possível fazer isso porque o tratamento da componente w^A é análogo ao tratamento da componente w^V , o que motivará a representação de uma componente de receita “unificada” R^W , como mostrado na Eq. 55, refletindo esta

componente (mantendo a representação das outras componentes identificadas como parte de R^A ou R^V).

$$W_{ra}^A = \frac{\gamma_{ra}^A}{\sum_{a \in \mathcal{A}(r)} \gamma_{ra}^A} \cdot E_r^A(\{a_i\}_{i \in \mathcal{I}}) \quad \text{Eq. 53}$$

A componente R^W é referente exclusivamente à componente financeira que depende da variável de decisão w . Esta componente é alocada ao agente cotista de afluentes (subcomponente w^A) ou ao agente ofertante de reservatórios virtuais (subcomponente w^V) – como explorado na seção 5.4.3, nos exemplos anteriores tanto o agente cotista de afluentes quanto o agente ofertante de reservatório virtual possuíam parte da sua receita atrelada a esta componente (variáveis w^A e w^V respectivamente). Ao mover estas componentes para a variável R^W , nota-se que a componente R^A desaparece por completo, ao passo que a componente R^V (renomeada para R^{V0} na Eq. 56) passa apenas a representar as componentes repartidas entre os agentes gestores de reservatório virtual. De acordo com a lógica apresentada ao longo das seções anteriores, estas componentes são a responsabilização por vertimento, a componente de excedente financeiro associado ao perfil horário, e a transferência para a remuneração dos proprietários individuais de hidrelétrica. A equação de R^U (Eq. 54) também é atualizada para incorporar as informações das hidrelétricas individuais como o custo de O&M C^H e a zona correspondente $n(i)$, mantendo-se assim compatível com a representação da Eq. 54.

$$R_i^U = C_i^H(y_i) + \pi_{n(i)} \cdot [q_i - Q_i(y_i)] \quad \text{Eq. 54}$$

$$R_{ra}^W = \mu_r \cdot w_{ra} \quad \text{Eq. 55}$$

$$R_{ra}^{V0} = \frac{W_{ra}^0 + W_{ra}^A - w_{ra}}{\sum_{a \in \mathcal{A}(r)} (W_{ra}^0 + W_{ra}^A - w_{ra})} \cdot \left[\sum_{i \in \mathcal{I}^R(r)} \pi_{n(i)} (Q_i(y_i) + S_i(y_i)) - \mu_r \sum_{a \in \mathcal{A}} w_{ra} - \sum_{i \in \mathcal{I}^R(r)} C_i^H(y_i) - \sum_{i \in \mathcal{I}^R(r)} \pi_{n(i)} \cdot S_i(y_i) \right] \quad \text{Eq. 56}$$

5.5. CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Embora a seção 5.4 tenha apresentado uma construção consistente e autocontida para os principais fluxos financeiros envolvidos no mecanismo de reservatórios virtuais, há ainda algumas sutilezas adicionais que não foram exploradas, e que apresentamos nesta seção antes de consolidar todos estes elementos em uma formulação única na seção 5.6.

5.5.1. O CRITÉRIO DE DESPACHO NA FUNÇÃO OBJETIVO

O desenvolvimento apresentado na seção 5.4 trata todas as variáveis do balanço hídrico como dados de entrada – o que, embora seja razoável para fins de pós-processamento (última etapa apenas para o cálculo dos fluxos financeiros aos agentes), deixa algumas dúvidas no que diz respeito ao tratamento do mecanismo de reservatórios virtuais no momento da decisão de despacho. Para todos os efeitos, podemos considerar que as variáveis de volume inicial v^0 e de afluentes a são dados de entrada (pré-fixados, portanto, antes da tomada de decisão de despacho), ao passo que as variáveis de decisão de

turbinamento u , vertimento s e volume final v seriam um resultado do processo de otimização do despacho. A variável w , associada aos montantes consumidos das contas de reservatório virtual, deve também ser uma variável de decisão do problema – com uma restrição que garanta que a decisão envolvendo as variáveis “virtuais” w seja compatível com as decisões de balanço físico u, v, s (como será indicado na seção 5.6).

Para que o modelo de otimização possa priorizar da forma correta este conjunto de decisões possíveis no momento de realizar o despacho, as variáveis de decisão precisam estar representadas na função objetivo de alguma forma. Vale lembrar que, no contexto dos reservatórios virtuais, são as ofertas de reservatório virtual dos agentes que tomam o lugar da “função de custo futuro” ao descrever as preferências por manter um volume armazenado nos reservatórios mais elevado. Neste sentido, é de se esperar que exista um componente na função objetivo que represente o “custo de oportunidade” percebido por cada agente a associado à decisão de consumir uma parcela w do seu reservatório virtual. Denominaremos esta componente C^w .

Uma segunda componente relevante diz respeito ao custo de O&M, que, como explorado na seção 5.4.5 e 5.4.6, tem um papel que não pode ser desprezado nos fluxos financeiros e sinais de preços aos agentes. A forma mais simples de se representar esta dependência é somando esta função custo diretamente na função objetivo, garantindo assim que a tomada de decisão do operador contemplará não apenas o custo de oportunidade (representado pela variável w) como também os custos operativos imediatos da operação hidrelétrica.

Mesmo estas duas componentes, entretanto, podem não ser suficientes para direcionar a decisão do operador, já que existe a possibilidade de um único reservatório virtual representar múltiplas usinas que tenham todas o mesmo custo de O&M (a questão da granularidade da representação do reservatório virtual será explorada na seção 5.8). Para estes casos, é relevante que exista algum tipo de função “curva-guia” que aplique um critério de “desempate” para direcionar a operação entre estes reservatórios. As características desta nova função que pode fazer parte da função objetivo (notacionada Φ^A) serão exploradas na seção 5.7.

5.5.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE MEDIÇÕES

Na construção das definições das funções apresentadas na seção 5.4.6, admitimos que haveria mecanismos de se obter medições físicas reais sobre qualquer uma das variáveis de balanço hídrico que fossem necessárias para aplicar as funções necessárias para o mecanismo. Na prática, entretanto, esta é uma idealização, e é importante revisitar esta questão. Eventuais limitações no processo de medição têm impactos em particular para a questão dos incentivos ao agente proprietário da hidrelétrica individual (como indicado na seção 5.4.5), além de impactar toda a transparência e credibilidade do processo de reservatórios virtuais como um todo.

Por exemplo, observamos que a simplificação $q \approx \rho \cdot u$ é uma idealização, e que seria possível explorar medições individuais das variáveis envolvidas (u e q) para construir um sinal de preços mais robusto. Entretanto, há uma limitação crucial de ordem prática à aplicação desta regra, que é a dificuldade de se fazer medições diretas da maior parte das variáveis da equação de turbinamento. Para a maior parte das aplicações de caráter público e privado, por exemplo, o turbinamento não é medido diretamente, e sim *deduzido* a partir de medições de produção hidrelétrica. Para estes casos, ρ é um dado de entrada crucial para o cálculo de u , e a igualdade $q = \rho \cdot u$ é uma condição necessária exigida pela forma como esses parâmetros são calculados.

Embora esta seja uma limitação real para o modelo e que poderia levar à conclusão de que é impossível

introduzir uma componente de remuneração para o agente proprietário da usina hidrelétrica, é importante lembrar que limitações similares existem também para as componentes do balanço hídrico – em particular a afluência e o vertimento, que como indicado na seção 5.4.1 devem ser um dado de entrada importante para dividir as componentes de receita entre os diferentes papéis disponíveis mesmo no caso mais simples. Dessa forma, para que o mecanismo de reservatórios virtuais possa funcionar, é necessário dar um tratamento *sistemático* a todos os casos que possam envolver limitações ligadas à medição das variáveis envolvidas.

Podemos representar o conjunto de medições disponíveis em determinada hidrelétrica pela variável y , e o conjunto de parâmetros utilizados para converter estas medições nos dados desejados para fazer as liquidações financeiras pela variável σ . Por exemplo, a variável y pode incluir informações sobre a geração hidrelétrica medida e a cota do reservatório a montante, enquanto o parâmetro σ pode conter informações sobre a eficiência da turbina sob diferentes condições operativas (para converter a geração hidrelétrica em uma estimativa de turbinamento) e medições batimétricas do reservatório (para converter a medição de cota em uma estimativa de volume armazenado). Com isto, cada um dos seguintes parâmetros introduzidos anteriormente é, na prática, calculado a partir de y e σ :

- $v^0(y, \sigma)$: volume ao início do período
- $v(y, \sigma)$: volume ao final do período
- $u(y, \sigma)$: turbinamento
- $s(y, \sigma)$: vertimento
- $a(y, \sigma)$: afluência líquida

Para estas variáveis listadas, nota-se que sempre pode haver algum questionamento com respeito ao cálculo destes parâmetros a partir de y e σ . Não incluímos na lista acima a variável de produção q (que em virtualmente todos os casos é medida explicitamente, e, portanto, é parte dos dados de entrada y), a variável de preço π (resultante do modelo de fechamento de mercado) ou o parâmetro ρ (que é parte dos dados de entrada σ). Nota-se que o procedimento não é fundamentalmente diferente do que já é feito hoje para estimar o balanço hídrico das hidrelétricas do sistema – embora seja desejável, antes de se implementar o mecanismo de reservatório virtual, realizar uma análise cuidadosa da série histórica de valores de v^0, v, u, s, a estimados a partir de dados de medição disponíveis (que passariam a ter importância fundamental).

A partir desta observação de que questões associadas a limitações de medição não podem ser totalmente eliminadas do modelo, portanto, a melhor recomendação é fazer o esforço necessário para deixar todo o processo e dependências explícitas. Os agentes devem ter claro que eventuais erros e limitações no processo de medição (seja envolvendo a parametrização σ ou a coleta de dados y) fazem parte do seu risco de negócio, e devem ser criados fóruns e regras para que os agentes registrem os seus pleitos ou proponham correções. As instituições brasileiras devem criar normativas endereçando a possibilidade de revisões nas informações (y, σ) – prazos para o pedido de revisão, condições para o aceite, períodos máximos para a aplicação retroativa da correção, e outras considerações.

Embora estas considerações sejam de grande importância para o bom funcionamento do mecanismo, nota-se que a questão da medição não afeta a estrutura conceitual do mecanismo – todas as formulações introduzidas na seção 5.4.3 permanecem válidas, sendo o único ajuste necessário a introdução da dependência em função de (y, σ) quando cabível. A forma como as componentes R^U, R^W, R^A foram estruturadas exige apenas uma hipótese subjacente importante, que é a compatibilidade do balanço hídrico. Podemos escrever esta condição como a igualdade representada na Eq. 57, que deve ser satisfeita para qualquer dado de entrada (y, σ) :

$$v(y, \sigma) = v^0(y, \sigma) + a(y, \sigma) - u(y, \sigma) - s(y, \sigma) \quad \text{Eq. 57}$$

Em particular no caso descrito no início desta seção, em que o turbinamento u é sempre estimado a partir da produção hidrelétrica q (componente de y) e do coeficiente de produção ρ (componente de σ), teremos sempre $u(y, \sigma) = \frac{q}{\rho}$ e, portanto, $q - \rho \cdot u = 0$. Ainda que isto seja verdade, esta propriedade não invalida nenhuma das equações apresentadas anteriormente, que abrem espaço para a possibilidade de que no futuro possa haver uma situação em que $q \neq \rho \cdot u$ para algumas hidrelétricas específicas.

Dito de outra forma, a inserção de um termo em $q - \rho \cdot u$ como introduzido na seção 5.4.5 é importante nem tanto pela *magnitude* esperada desse efeito, mas sim pelo *princípio* de se alocar um sinal de preços corretamente aos agentes responsáveis. Afinal, mesmo que uma medição das variáveis u e q individualmente seja possível, ela pode não se justificar economicamente, especialmente se o dado de ρ for uma aproximação não enviesada das características físicas reais da usina. Ainda assim, a *possibilidade* de se introduzir esta componente de responsabilização é capaz de influenciar a estrutura de incentivos do agente.

5.5.3.POSSÍVEL NECESSIDADE DE UMA CONCILIAÇÃO FÍSICO-VIRTUAL

Cabe aqui uma consideração adicional, que diz respeito a eventuais necessidades de *revisão* nas medições físicas – e, portanto, nos montantes de reservatório virtual. Como indicado na seção 5.5.2, existe naturalmente uma série de hipóteses subjacentes na construção destas variáveis físicas, e deve haver procedimentos claros em caso de algum tipo de questionamento ou processo de revisão.

Revisões na contabilização da operação do mercado já são conhecidas do setor elétrico brasileiro, e a experiência do operador de mercado com estes eventos pode ser aplicada ao processo de revisão destas variáveis físicas – em particular, é desejável que possa ser estabelecido um prazo máximo a partir do qual a revisão das variáveis físicas não levará a reajustes financeiros.

O caso dos reservatórios virtuais, entretanto, envolve uma preocupação adicional, que é a possível necessidade de revisão do montante *total agregado* nos reservatórios virtuais. A conta de reservatório virtual representa um ativo acumulado pelos agentes ao longo do tempo, e para que o mecanismo de reservatórios virtuais tenha *credibilidade* é importante que as regras do jogo estejam claras – uma percepção de que um agente pode perder esse seu ativo de forma arbitrária e pouco transparente tenderá a afastar outros agentes potenciais ofertantes. Pior do que isso, se os agentes perderem a credibilidade no mecanismo, tentarão vender todos os seus créditos de reservatório virtual, o que pode levar também a um esvaziamento *físico* dos reservatórios do sistema devido à forma como as decisões do operador são construídas a partir das ofertas dos agentes.

Apesar disto, também é crucial para o bom funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais garantir que a soma dos montantes virtuais W^0 alocados a cada agente no início do período seja compatível com os montantes efetivamente armazenados nos reservatórios físicos do sistema. v^0 . Em princípio, as equações do problema de otimização não deveriam permitir esta divergência, desde que as equações de balanço hídrico garantam a continuidade no tempo (isto é, o volume final v em um período corresponda ao volume inicial v^0 no período seguinte). Entretanto, a possibilidade de *revisões* nas medições ou parâmetros subjacentes (como indicado na seção 5.5.2) sugere que pode haver situações em que se faça necessário fazer esses ajustes. Por exemplo, se é constatado que houve um erro na leitura das medições das últimas duas semanas em determinado reservatório, ou se há uma atualização das medições batimétricas que descrevem o volume armazenado em função da medição de cota a

montante, é importante prever algum tratamento para evitar que passe a haver divergência entre a representação virtual e física.

Ao menos em princípio, o mecanismo que deveria ser avaliado para fazer estes ajustes deve envolver o *ajuste proporcional compensado* dos montantes de reservatório virtual de todos os agentes. Isto é, se a função de agregação dos reservatórios físicos é revisada de modo que o montante total armazenado para fins de reservatório virtual passa de \bar{W}_r^1 para \bar{W}_r^2 , todas as posições W_{ra} dos agentes devem ser ajustadas proporcionalmente à razão $\frac{\bar{W}_r^2}{\bar{W}_r^1}$. Devem ainda ser estabelecidas regras detalhadas para a compensação financeira dos agentes que têm suas posições nas contas de reservatório virtual ajustadas segundo este mecanismo: a regra deve deixar claro, por exemplo, qual o critério para calcular o preço ao qual esses montantes de reservatório virtual serão valorados para fins de compensação, e eventualmente regras para que o agente gestor de contas de reservatório virtual e/ou o agente proprietário da hidrelétrica absorvam parte deste risco, tratando-o como um “risco do seu negócio” (e funcionando como um incentivo para que o agente ajuste a sua estratégia se houver previsão de alteração nos parâmetros).

5.5.4.USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA E RESTRIÇÕES HÍDRICAS

Um elemento importante de se incorporar na proposta de mecanismo de reservatórios virtuais é a questão da representação das restrições hídricas. É importante lembrar que, em muitos países, as restrições hídricas são de responsabilidade exclusiva dos proprietários de reservatórios físicos, que devem levar em consideração o risco de violação destas restrições (tipicamente levando à aplicação de multas, por exemplo pelo órgão ambiental) na construção da sua estratégia de oferta. Esta dinâmica central foi introduzida na seção 5.1.1, e vale destacar que se o agente é devidamente responsabilizado desta forma, não é necessário incorporar as restrições de natureza hídrica no problema de otimização do operador (já que elas já estariam implicitamente contempladas pelas ofertas dos agentes).

No contexto brasileiro, entretanto, esta não é a realidade atual, e as restrições hídricas são levadas em conta de forma centralizada pelo operador. Desta forma, é importante dar um tratamento para a representação destas restrições dentro do mecanismo de reservatórios virtuais. Conceitualmente, é importante que a violação das restrições hídricas leve a uma *responsabilização financeira* dos agentes, o que resultará nos agentes incorporando estes sinais de preço à sua estratégia de oferta, analogamente ao mecanismo puramente descentralizado introduzido na seção 5.1.1. Seguindo o princípio de alocar riscos aos agentes que podem melhor gerenciá-los, o agente gestor de contas de reservatório virtual é quem pode evitar a violação de uma restrição hídrica ao fazer a gestão intertemporal do seu portfólio.

Por outro lado, é importante que um agente não possa evitar uma penalidade por violação de restrições hídricas simplesmente reduzindo o seu montante armazenado em contas de reservatório virtual – do contrário, os agentes serão incentivados a *evitar de pagar a penalidade* mais do que *influenciar a realidade física* do sistema (assim evitando a violação da restrição, e portanto o pagamento de qualquer penalidade). Vale notar ainda que um agente que possui mais créditos de reservatório virtual armazenado em geral é justamente aquele que mais contribuiu para minimizar o risco de violação de uma restrição hídrica, e não seria correto responsabilizá-lo proporcionalmente.

Devido a esta característica, o mecanismo mais natural seria a alocação de penalidades segundo os mesmos fatores de proporcionalidade pré-definidos que caracterizam os agentes cotistas de aflúncias, como introduzido na seção 5.3.5. Desta forma, este é mais um caso em que a responsabilidade é “compartilhada” entre o agente cotista de aflúncias e o agente gestor de reservatórios virtuais, como introduzido na seção 5.4.1: a ideia é que o agente a irá enxergar essas duas componentes de receita em

conjunto, e, portanto, ao assumir o papel de gestor de reservatórios virtuais fará as suas ofertas levando em conta esta componente do sinal de preços (i.e. buscando minimizar o risco de alguma violação nas restrições hídricas).

Cabe aqui destacar que não necessariamente este tratamento de responsabilização pelas restrições hídricas deverá ser aplicado a *todos* os elementos associados aos usos múltiplos da água incorporados ao modelo de otimização. Nem todas as regras podem ser representadas por uma desigualdade simples, que corresponde à forma mais direta e intuitiva de se traduzir uma restrição hídrica em um sinal de preços. Em particular, nota-se que na seção 5.4.2 e novamente na seção 5.4.6 tomamos o cuidado de definir a variável a como um montante de *afluência líquida* (que estaria sujeita aos elementos de medição indicados na seção 5.5.2). Isto implica que, para os usos da água que se traduzem simplesmente em *usos consuntivos* (como é o caso de água perdida por evaporação, água direcionada ao consumo humano, irrigação, e outras demandas), o único tratamento necessário é um ajuste das afluências físicas estimadas (o que por sua vez se traduz no cálculo dos montantes de créditos de conta de reservatório virtual W^A associados a estas afluências líquidas).

Uma vez tomada a decisão com respeito a quais são as restrições hídricas $k \in \mathcal{K}$ que se deseja representar no problema de otimização, o próximo passo é a sua representação no formato a seguir. Nota-se que H_k^0 é uma constante (lado direito da restrição e valor mínimo que deve ser atingido para que a restrição não seja violada), ξ_k é a variável dual correspondente à restrição (obtida com a solução do problema de otimização), e H_k é uma função que determina o valor alcançado para a medida de interesse para a restrição hídrica k , que pode depender de qualquer decisão física em qualquer hidrelétrica u_i . Seguindo a lógica inicialmente introduzida na seção 3.2.2, introduzimos também que uma eventual violação das restrições hídricas é representada por meio da variável x (conjunto de decisões centralizadas do operador do sistema) e penalizada na função objetivo de acordo com uma função \mathcal{C}^x . Temos, desta forma, o formato da Eq. 58 para a representação das restrições hídricas:

$$H_k(x, \{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) \leq H_k^0 \quad : \xi_k \quad \text{Eq. 58}$$

Finalmente, resta traduzir os parâmetros desta restrição de desigualdade em um incentivo financeiro para os agentes cotistas de afluências (e ofertantes de reservatório virtual), segundo os princípios apresentados anteriormente. Nota-se que, da mesma forma que o sinal de preços eficiente para a energia entregue q corresponde à variável dual π , e o sinal de preços eficiente para os montantes de reservatório virtual corresponde à variável dual μ (vide seção 5.4.4), também no caso das restrições hídricas o sinal de preços eficiente será a variável dual ξ – neste caso, multiplicada pela constante H_k^0 no lado direito da restrição.

Restam apenas dois ajustes finais para escrever a equação para a componente de receitas correspondente aos reservatórios virtuais. A primeira é associar cada restrição hídrica a um reservatório virtual (criando assim uma partição $\mathcal{K}(r)$ do conjunto de todas as restrições hídricas \mathcal{K}). A segunda é definir uma “receita de referência” $R_{ra}^{H_k^0}$, que em princípio deixaria os agentes cotistas de afluências *neutros* à nova componente de penalidades por violação das restrições hídricas em $\xi_k H_k^0$. A ideia é que, ao estabelecer uma linha de base $R_{ra}^{H_k^0}$ para as “penalidades de violação esperadas” (considerando observações históricas e simulações probabilísticas), a diferença entre esta linha de base e as violações efetivamente observadas uma vez implementado o mecanismo de reservatório virtual corresponde aos “ônus e bônus” cabíveis aos agentes ofertantes. Isto é, o agente será premiado caso a frequência e gravidade das violações seja menor que o esperado, e penalizado caso a frequência e gravidade das violações seja maior que o esperado.

Consolidando todos estes elementos, temos a expressão seguinte (Eq. 59) como uma componente adicional de receita para os agentes atuantes no mecanismo:

$$R_{ra}^H = \frac{\gamma_{ra}^A}{\sum_{a \in \mathcal{A}(r)} \gamma_{ra}^A} \cdot \left[R_{ra}^{H0} - \sum_{k \in \mathcal{K}(r)} \xi_k \cdot H_k^0 \right] \quad \text{Eq. 59}$$

5.5.5. VERSÃO FINAL DAS COMPONENTES DE RECEITA

Com os ajustes desenvolvidos ao longo das últimas seções, temos na Figura 21 um diagrama atualizado da estrutura apresentada inicialmente na Figura 20, com a nomenclatura considerada mais adequada para uma aplicação prática do mecanismo de reservatórios virtuais. Nesta representação, a receita de um gerador hidrelétrico seria composta por duas componentes:

- A componente R^U conforme apresentada na Eq. 54 (seção 5.4.6)
- A componente R^W conforme apresentada na Eq. 55 (seção 5.4.6)
- A componente R^{V0} conforme apresentada na Eq. 56 (seção 5.4.6)
- A componente R^H conforme apresentada na Eq. 59 (seção 5.5.5)

Figura 21 – Visão atualizada das componentes de receita e sua relação com os papéis dos agentes hidrelétricos



Opcionalmente, para maior clareza, a componente R^{V0} pode ser subdividida entre uma componente explicitamente associada à energia vertida turbinável e uma componente financeira “remanescente”.

5.6. CONSOLIDANDO A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO COM RESERVATÓRIOS VIRTUAIS

A presente seção tem como principal objetivo caracterizar como a introdução do mecanismo de reservatórios virtuais modifica a representação do problema de despacho resolvido pelo operador. Tomando como ponto de partida a formulação introduzida na seção 3.3.1 (e observando que extensões podem ser feitas de modo a incorporar elementos como os que foram introduzidos nas seções 3.1.1, 3.2.1, e 3.2.2), podemos escrever o seguinte problema de otimização do despacho, representado pela Eq. 60:

$$\min_{q, w, u, x} \sum_{j \in \mathcal{J}} C_j^Q(q_j) + \sum_{\substack{r \in \mathcal{R} \\ a \in \mathcal{A}(r)}} C_{ra}^W(w_{ra}) + \sum_{i \in \mathcal{I}} C_i^H(u_i) + \epsilon \cdot \Phi^A(\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) + C^X(x) \quad \text{Eq. 60a}$$

$$\text{sujeito a: } \sum_{j \in \mathcal{J}} q_j + \sum_{i \in \mathcal{I}} Q_i(u_i) = 0 \quad : \pi \quad \text{Eq. 60b}$$

$$E_r(\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) = \sum_{a \in \mathcal{A}(r)} (W_{ra}^0 + W_{ra}^A - w_{ra}) \quad \forall r \in \mathcal{R} : \mu_r \quad \text{Eq. 60c}$$

$$H_k(x, \{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) \leq H_k^0 \quad \forall k \in \mathcal{K} : \xi_k \quad \text{Eq. 60d}$$

$$q_j \in \mathcal{Q}_j \quad \forall j \in \mathcal{J} \quad \text{Eq. 60e}$$

$$\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}} \in \mathcal{U} \quad \text{Eq. 60f}$$

$$w_{ra} \leq W_{ra}^0 + W_{ra}^A \quad \forall \begin{matrix} r \in \mathcal{R} \\ a \in \mathcal{A}(r) \end{matrix} \quad \text{Eq. 60g}$$

Síntese da notação:

- Índices e conjuntos
 - $j \in \mathcal{J}$ representa o conjunto de unidades (geradoras ou consumidoras) que NÃO participam do mecanismo de reservatórios virtuais
 - $i \in \mathcal{I}$ representa o conjunto de unidades físicas (hidrelétricas) que fazem parte do mecanismo de reservatórios virtuais
 - $r \in \mathcal{R}$ representa o conjunto de reservatórios virtuais representados
 - $a \in \mathcal{A}(r)$ representa o conjunto de agentes tomadores de decisão registrados para fazer ofertas no reservatório virtual r : em conjunto, o par (r, a) se refere a uma conta de reservatório virtual
 - $k \in \mathcal{K}$ representa o conjunto de restrições hídricas representadas no problema
- Dados de entrada: conjuntos
 - \mathcal{Q}_j representa o conjunto de ofertas viáveis da unidade ofertante j
 - \mathcal{U} representa todo o conjunto de possibilidades de operação do sistema hidrelétrico em conjunto, que em particular inclui as equações de balanço envolvendo as cascatas
- Dados de entrada: funções
 - C_j^Q representa a função custo da unidade ofertante j
 - Q_i representa a função de produção da hidrelétrica física i
 - C_{ra}^W representa a função “custo” associada às ofertas de reservatório virtual, para cada conta de reservatório virtual (r, a) . Na prática, esta é uma informação submetida pelo agente ofertante de reservatório virtual, contida nas suas ofertas (análogo à notação da seção 3.3.1).
 - E_r representa uma “função de agregação” que converte volumes armazenados em cada hidrelétrica física em um “potencial máximo de geração” em cada reservatório virtual
 - C_i^H representa o custo de O&M de cada hidrelétrica i .
 - Φ^A representa uma função “curva-guia” utilizada como “critério de desempate” para as decisões de despacho das unidades físicas, como introduzido na seção 5.5.1 (e que será aprofundada na seção 5.7).
 - C^X uma função que representa a penalidade por violação das restrições hídricas (como introduzido na seção 3.2.2).
 - H_k representa a função que calcula o valor do parâmetro de interesse monitorado pela restrição hídrica k
- Dados de entrada: escalares

- W_{ra}^0 e W_{ra}^A representam dados de “saldo inicial” na conta de reservatório virtual
- ϵ representa um parâmetro multiplicativo “suficientemente pequeno” para garantir que a função curva-guia Φ^A opera apenas como “critério de desempate” como desejado
- H_k^0 representa um limite para o parâmetro de interesse monitorado pela restrição hídrica k
- Variáveis de decisão
 - q_j representa a quantidade de energia elétrica vendida relativa à unidade ofertante j
 - u_i representa o conjunto de decisões operativas “internas” à hidrelétrica física i (vide seção 3.3)
 - w_{ra} representa as decisões de montante vendido (ou comprado se negativo) pela conta de reservatório virtual (r, a)
 - π representa a variável dual associada à restrição de balanço oferta-demanda
 - μ_r representa a variável dual da restrição de compatibilidade físico-virtual para o reservatório virtual r
 - ξ_k representa a variável dual da restrição hídrica k

Nota-se que os agentes ofertantes representados pelo índice $j \in \mathcal{J}$ continuam a participar do mercado exatamente da mesma forma que nos modelos detalhados nos capítulos 3 e 4: como argumentado na seção 5.3.4, estes agentes são indiferentes à representação do mecanismo de reservatórios virtuais.

Uma inovação relevante é que as hidrelétricas participantes de reservatório virtual têm sua operação governada por dois conjuntos de variáveis, em uma representação híbrida: um conjunto de variáveis físicas u_i e um conjunto de variáveis virtuais w_{ra} . Há uma série de semelhanças e diferenças entre as representações desses dois conjuntos de variáveis – a restrição $w_{ra} \leq W_{ra}^0 + W_{ra}^A$, por exemplo, representa o fato de que um agente não pode vender mais créditos de reservatório virtual do que o que ele tem em sua conta (seja o montante armazenado em períodos anteriores W^0 ou a alocação W^A associada às afluições recentes), e pode ser entendida como uma região viável análoga a \mathcal{U} . Similarmente, e a função Φ^A na função objetivo tem um papel análogo a C_{ra}^W para as variáveis físicas. E, crucialmente, temos uma restrição de *correspondência físico-virtual* (com variável dual μ) que garante que estas duas representações do mesmo conjunto de usinas geradoras serão compatíveis entre si. Como argumentado na seção 5.4.4, é razoável que os fluxos financeiros associados às decisões w_{ra} sejam governados majoritariamente por μ , considerando que estas variáveis de decisão só podem influenciar a operação das hidrelétricas por intermédio desta restrição.

Vale destacar ainda que, diferentemente da notação utilizada na seção 5.4 (e em linha com a notação utilizada na seção 3.3), na formulação a variável u representa todo o conjunto de variáveis de decisão físicas para a operação da usina (inclusive decisões de vertimento e volume armazenado ao final do período). Além disso, devido à possibilidade de usinas conectadas por meio de cascatas, em geral consideramos que estas decisões não podem ser desacopladas – em particular, como as possíveis decisões operativas de todas as hidrelétricas podem influenciar-se mutuamente, a região viável \mathcal{U} é aplicada para todo o conjunto de variáveis de decisão $\{u_i\}_{i \in \mathcal{J}}$ simultaneamente.

5.7. CARACTERIZANDO AS FUNÇÕES QUE COMPÕEM O PROBLEMA

Embora muitas das funções representadas na seção 5.5 possam ser definidas e ofertadas pelos próprios agentes de mercado, este não é o caso da função “curva-guia” Φ , que na prática precisa ser determinada pelo operador do sistema e pode ter influência real sobre a operação. Isto porque, embora as ofertas dos agentes sejam capazes de influenciar as decisões de gestão intertemporal dos reservatórios em um nível agregado (i.e. no nível do reservatório virtual, governado pela soma $\sum_{a \in \mathcal{A}(r)} w_{ra}$), a decisão de *como*

distribuir esta decisão agregada entre as hidrelétricas físicas seria governada fundamentalmente pela função Φ . Desta forma, a função Φ se soma às funções introduzidas na seção 5.4.6 por representar uma componente importante do mecanismo de reservatório virtual que precisa ser caracterizada.

Uma representação “natural” para a função curva-guia Φ é representada a seguir pela Eq. 61, composta por duas componentes: (i) uma componente seria o próprio custo de O&M da hidrelétrica (faz sentido que seja penalizado na função objetivo, considerando as formulações exploradas na seção 5.4.5), e (ii) uma segunda função auxiliar Φ^A , multiplicada por um coeficiente ϵ . A ideia é que o coeficiente ϵ seja pequeno o suficiente para que a função Φ^A seja usada unicamente como “critério de desempate” (i.e., no caso de hidrelétricas localizadas no mesmo reservatório virtual e que também possuem o mesmo custo de O&M).

$$\Phi(\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) = \sum_{i \in \mathcal{I}} C_i^H(u_i) + \epsilon \cdot \Phi^A(\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}) \quad \text{Eq. 61}$$

A função Φ^A , por sua vez, pode ser definida de diferentes formas – ela pode ser obtida a partir de um problema de otimização auxiliar, pode ser ajustada manualmente pelo operador do sistema, ou pode representar alguma heurística como “esvaziar todos os reservatórios proporcionalmente” ou “esvaziar primeiro os reservatórios no topo da cascata” ou “esvaziar primeiro os reservatórios no final da cascata”. Qualquer uma destas escolhas teria alguma influência sobre as decisões operativas, a depender do quão granular ou quão agregada for a representação dos reservatórios virtuais (vide seção 5.8).

Na prática, sempre que houver mais de uma forma “plausível” de se definir uma função utilizada como dado de entrada do modelo, estamos falando de “variantes” do modelo de reservatório virtual, ainda caracterizadas pela formulação fundamental indicada na seção 5.5. Uma lógica similar pode ser aplicada a “variantes” de funções apresentadas na seção 5.4.6 – em particular a função energia vertida turbinável S_i , a função de agregação de volumes E_r , e a função de agregação de aflúências E_r^A . De um modo geral, o papel “intuitivo” de cada uma destas funções é bastante claro, especialmente considerando que o “caso limite” com coeficientes de produção lineares deve convergir para as expressões simples indicadas na seção 5.4.6 para estas funções. Ainda assim, caso exista mais de uma “extensão” plausível destas funções para casos complexos em que a função de produção da hidrelétrica possui não-linearidades (por exemplo), podemos introduzir ainda outras “variantes” do modelo.

Extrapolando ainda mais o conceito de “variantes”, podemos observar que, no problema de otimização representado na seção 5.5, a expressão utilizada para determinar a correspondência físico-virtual é fixa, dependente da função de agregação de volumes E_r . Seria possível, entretanto, considerar formulações alternativas para esta restrição, por exemplo aplicando uma “função de compatibilidade” M_r genérica ao conjunto de dados de entrada – como indicado na expressão Eq. 62 a seguir. Fundamentalmente, algum tipo de restrição de compatibilidade físico-virtual deve existir, devido à natureza híbrida do modelo (representação de dois conjuntos de variáveis, físico e virtual respectivamente) – mas dentro deste universo é possível introduzir algumas modificações.

$$M_r(\{u_i\}_{i \in \mathcal{I}}, \{w_{ra}\}_{a \in \mathcal{A}}) = 0 \quad \forall r \in \mathcal{R} \quad : \mu_r \quad \text{Eq. 62}$$

5.8.O QUÃO AGREGADOS DEVEM SER OS RESERVATÓRIOS VIRTUAIS?

No momento de desenhar a implementação de um mecanismo de reservatórios virtuais no Brasil, uma questão natural que pode surgir diz respeito ao nível de agregação dos reservatórios virtuais que serão

criados. Em outras palavras, sabe-se que os reservatórios virtuais são, a rigor, agrupamentos fictícios de diversos reservatórios físicos – porém, qual o critério para definir estes grupos? Nesta seção, são avaliados os pontos positivos e negativos de realizar esta agregação de diferentes maneiras – que vão desde o maior grau de agregação possível, com um único reservatório virtual para todo o sistema, até o menor nível de agregação que se pode adotar, com um reservatório virtual para cada reservatório físico.

Vale destacar que, independentemente da escolha de agregação dos reservatórios virtuais, a formulação apresentada na seção 5.4.6 é aplicável, já que está prevista a possibilidade de representação de múltiplos reservatórios virtuais, com fronteiras que coincidem ou não com as zonas do sistema.

Para fins de implementação, propõe-se trabalhar inicialmente com o paradigma de um reservatório virtual para cada submercado (vide seção 5.8.2), mais familiar para o setor elétrico brasileiro considerando o princípio de “reservatórios equivalentes” aplicado em modelos computacionais oficiais. Entretanto, talvez o principal recado das explorações apresentadas a seguir é que nem soluções exageradamente agregadas (vide seção 5.8.1) nem insuficientemente agregadas (vide seção 5.8.4) devem se mostrar as mais adequadas para o sistema brasileiro.

5.8.1.UM RESERVATÓRIO VIRTUAL PARA TODO O SISTEMA

O maior nível de agregação que pode ser adotado na definição dos reservatórios virtuais é considerar que todos os reservatórios físicos do sistema devem constituir um único reservatório virtual. Nesse contexto, a vazão afluente total do sistema seria repartida entre os agentes participantes de acordo com suas cotas de afluência, sendo cada um responsável pela gestão do seu próprio saldo armazenado.

Cabe destacar que, no mecanismo, os agentes possuem influência direta unicamente sobre a gestão das suas “contas” de reservatório virtual (representando o sistema como um todo), ao passo que a conversão da operação virtual (decisões w) em operação física (decisões u) é uma atribuição do operador, como indicado na seção 5.6. Isto é, os agentes impactam, através de suas estratégias de oferta, os montantes turbinados de suas próprias “contas” e, por consequência, o montante total de geração das usinas que compõem o reservatório virtual. A alocação desta geração total aos reservatórios físicos, por sua vez, é feita exclusivamente pelo operador. Assim sendo, ressalta-se que um maior nível de agregação de reservatórios físicos aloca maior responsabilidade e autonomia ao operador, que pode distribuir a geração hidrelétrica total entre todas as centrais do sistema (não havendo uma separação dos “grupos” de plantas), o que aproxima de certa forma o mecanismo de uma dinâmica “por custo”.

O principal potencial ponto fraco desta alternativa é a impossibilidade de obter informações a respeito das expectativas dos agentes quanto ao valor da água em diferentes bacias ou submercados, já que eles só podem submeter uma oferta para o reservatório virtual agregado representando todo o sistema. Em particular, caso haja uma divergência entre as percepções e expectativas dos agentes e os critérios utilizados pelo operador para desagregar a oferta de reservatório virtual em gerações físicas no sistema, isto pode distorcer as estratégias de oferta.

5.8.2.RESERVATÓRIOS VIRTUAIS POR SUBMERCADO

Um critério intermediário de agregação seria realizar o agrupamento das usinas físicas de acordo com os submercados. Sob este critério, seria criado um reservatório virtual para cada submercado, composto pelas centrais que integram cada um deles. Este procedimento é particularmente intuitivo no caso brasileiro por ter um forte paralelo com o Mecanismo de Realocação de Energia, que adota um dinâmica semelhante para a realocação da energia gerada pelas centrais de acordo com as suas “cotas” (no caso do MRE, as garantias físicas). A principal diferença é que, no mecanismo de reservatórios virtuais, a

redistribuição é feita sobre a energia afluyente, de forma proporcional às “cotas de afluência”, e não sobre a energia efetivamente produzida – isto é, antes do despacho, e não depois.

Um ponto a ter em mente é que, como já discutido, as cascatas do sistema elétrico brasileiro são, em muitos casos, compostas por um amplo número de usinas que cobrem uma área geográfica significativa. Esta característica faz com que uma série de cascatas possuam plantas presentes em submercados diferentes, cruzando as “fronteiras” entre submercados. Por conta disso, uma agregação de reservatórios virtuais sob o critério de submercados faria com que houvesse fluxo de água de um reservatório virtual a outro, da mesma forma que atualmente há transferência de água entre submercados. Embora este tipo de comportamento não seja “padrão”, não há qualquer limitação à sua implementação na prática na formulação introduzida na seção 5.6, que é compatível com a existência dessas “fronteiras”. Como indicado na seção 5.1.2, caso os agentes ofertantes não “enxergassem” toda a cascata para fazer suas ofertas, haveria uma distorção nos sinais de preço devido às *externalidades* presentes. Entretanto, uma condição suficiente para corrigir esta externalidade é que todos os agentes que tenham contas no reservatório virtual “a montante” também tenham contas no reservatório virtual “a jusante”.

Esta condição ilustra a importância de um dos elementos de desenho propostos para o mecanismo, estabelecendo que não apenas os proprietários das usinas físicas que compõem os reservatórios virtuais devem ter direitos de fazer ofertas, mas também outros agentes podem solicitar “contas” nos reservatórios virtuais e participar ativamente da gestão dos recursos correspondentes. Isto é, apesar de não necessariamente ter direito a cotas de afluência em determinado reservatório virtual (apenas nos quais suas usinas físicas estão localizadas), qualquer agente pode possuir “conta” e realizar ofertas de compra e de venda, gerenciando o saldo de sua “conta” e agindo, assim, na dinâmica dos fluxos físicos de água.

5.8.3. RESERVATÓRIOS VIRTUAIS POR CASCATA

A agregação de usinas físicas em reservatórios virtuais pode, também, ser efetuada de acordo com as cascatas existentes no sistema. Neste caso, haveria um reservatório virtual por cascata, que seria integrado pelos reservatórios físicos que a compõem. Esta alocação é, também, bastante natural, dada a motivação apresentada na Seção 5.1.2 – a grande razão para a introdução de um mecanismo deste tipo é tratar corretamente as externalidades provocadas pela existência de cascatas de hidrelétricas com múltiplos proprietários.

Nota-se que neste caso tem-se uma situação em alguma medida “oposta” à situação da seção 5.8.2: se naquele caso todas as usinas de um reservatório virtual pertenciam a uma mesma zona, mas potencialmente cascatas diferentes, temos neste caso usinas que necessariamente pertencem a uma mesma cascata, mas potencialmente zonas (ou submercados) diferentes. Isto não é uma limitação para a formulação proposta (vide seção 5.4.6), mas pode gerar algum incômodo para os agentes ofertantes, que estariam em alguma medida sujeitos ao risco de submercado na operação interna ao reservatório virtual.

Outro elemento que vale destacar (ainda que, novamente, não seja um empecilho para a implementação) é o tratamento e possível agregação de cascatas menores (um elemento que deveria ser definido antes do início da operação do mercado de reservatórios virtuais com as fronteiras definidas em função das cascatas). Apesar de haver no Brasil uma série de cascatas de grande porte (tanto em termos de capacidade instalada, como também em número de usinas e número de diferentes proprietários), há também cascatas mais modestas e simples – e inclusive usinas que operam “isoladas” nas suas cascatas, operando sem sofrer ou exercer influência alguma sobre outros ativos.

Uma das possibilidades é, evidentemente, tratar da mesma forma que as demais cascatas e, no exemplo extremo de uma usina isolada em uma “cascata” própria individual, criar um reservatório virtual composto apenas por esta central (o que teria um paralelo com a desagregação extrema discutida na Seção 5.8.4). Outra opção seria agrupar algumas cascatas menores (potencialmente todas elas – neste caso, seria necessário um critério objetivo para determinar quais receberiam este tratamento) em um único reservatório virtual, ainda que as usinas não guardem qualquer relação física entre si, levando a um agrupamento mais amplo. Uma terceira possibilidade ainda seria tratar algumas dessas cascatas menores de forma totalmente diferente, utilizando as ofertas de perfil tradicionais no lugar das ofertas de reservatório virtual (considerando que a principal motivação para a implementação do mecanismo de reservatório virtual, como indicado na seção 5.1.2, não se aplicaria no caso dessas cascatas mais simples).

Nota-se que, embora existam escolhas a serem feitas, todas essas alternativas são perfeitamente compatíveis com a formulação apresentada para o mecanismo de reservatórios virtuais.

5.8.4. RESERVATÓRIOS VIRTUAIS POR USINA

Por fim, há a possibilidade de adotar um nível de desagregação extremo, no qual cada reservatório físico seria representado por um reservatório virtual individual. Esta seria a versão mais detalhada do mecanismo e que, em oposição ao caso apresentado na Seção 5.8.1, dá menos espaço para atuações potencialmente menos transparentes do operador e que poderiam ser questionadas pelo mercado – levando em conta que, como comentado, um nível de agregação aloca maior poder de decisão ao operador, ao passo que um mecanismo mais desagregado concede mais autonomia aos agentes ofertantes.

O principal contraponto a uma desagregação mais extrema é que, naturalmente, como cada usina representaria um reservatório virtual, haveria muito mais cascatas que “cruzam a fronteira” entre reservatórios virtuais (vide Seção 5.8.2) – isto é, usinas de uma mesma cascata que compõem reservatórios virtuais distintos e, portanto, há transferência de água de um reservatório virtual a outro. Como indicado na seção 5.8.2, estas fronteiras não seriam um empecilho *desde que* os agentes ofertantes gerenciem contas de reservatório virtual em *todos* os reservatórios virtuais envolvidos em uma cascata: entretanto, com um número muito grande de reservatórios virtuais, entretanto, atender a esta condição se torna mais desafiador. Vale destacar que não basta que os agentes possuam contas de reservatório virtual em todas as usinas da cascata; eles também devem fazer uma gestão estratégica ativa de todas essas contas simultaneamente para que o mecanismo funcione bem. Afinal, uma falha na coordenação das ofertas submetidas para os diferentes reservatórios virtuais de uma cascata pode levar a um aumento do vertimento turbinável – que, como visto na seção 5.4.2, implica em uma responsabilização financeira direta sobre os agentes ofertantes de reservatório virtual.

Vale destacar, ainda, que a criação de reservatórios virtuais individuais para cada reservatório físico aproxima o mecanismo de uma dinâmica “por ofertas” comum, sem a existência de uma ferramenta para lidar com as externalidades oriundas de cascatas com múltiplos proprietários. Pode-se pensar, num primeiro momento, que a adoção dos reservatórios virtuais seria, neste caso, uma complexidade adicional injustificada e que o resultado seria equivalente a não adotar qualquer tipo de tratamento para esta questão (como no caso introduzido na seção 5.1.1). Contudo, como já comentado na Seção 5.8.2, outros agentes (além do proprietário da usina física que compõe o reservatório virtual) também podem solicitar suas próprias “contas” no reservatório virtual e participar ativamente da gestão dos recursos físicos da central através de ofertas de compra e venda – ainda que não possua cotas de afluência. Esta possibilidade é o que difere esta situação de mercados que não adotam qualquer tratamento especial

para lidar com as externalidades, nos quais o agente proprietário da usina é o único e exclusivo responsável pela estratégia que influencia o despacho físico da usina.

6. Conclusões

Este capítulo de conclusões é dividido em duas componentes: primeiro, uma consolidação das recomendações apresentadas ao longo deste relatório, e em seguida a apresentação de uma matriz de risco preliminar a respeito da implementação de um mecanismo de formação de preço por oferta no Brasil segundo os elementos propostos neste relatório.

6.1. SÍNTESE DE RECOMENDAÇÕES

A proposta de mercado por ofertas apresentada neste relatório possui uma série de características chave:

- Trata-se de uma proposta envolvendo liquidação dupla, e com uma separação entre os problemas de otimização físico (responsável pelas quantidades despachadas, com representação nodal) e comercial (responsável pela formação de preços, com representação zonal por submercado) – vide seções 2.2.1, 2.2.3, e 2.4. Desta forma, as ofertas submetidas pelos agentes são utilizadas na construção destes quatro problemas de otimização: o físico ex-ante, o comercial ex-ante, o físico ex-post, e o comercial ex-post.
- A submissão de informações pelos agentes é estruturada ao redor de três “modalidades” de oferta: as ofertas independentes (horárias), as ofertas de perfil (multi-horárias), e as ofertas de reservatório virtual (híbridas). Cada uma destas componentes foi trabalhada em detalhe ao longo dos capítulos 3, 4, e 5 – ilustrando com representações matemáticas, exemplos numéricos, e argumentos qualitativos a motivação por trás destas escolhas de representação. Vale destacar ainda que algumas tecnologias poderiam dispor de “algoritmos facilitadores” para facilitar a “tradução” dos seus parâmetros operativos na “linguagem” dos tipos de oferta disponíveis.
- Destaca-se a importância de um elevado grau de transparência por parte dos operadores e instituições ao comunicar os diferentes elementos que compõem os problemas de otimização, para que os agentes possam fazer ofertas informadas e estejam cientes dos riscos e oportunidades do mecanismo. Em particular, parametrizações para as ações que o operador pode tomar e/ou que podem influenciar os fluxos financeiros dos agentes (vide seções 3.2.2, 5.4.6, 5.5.3, 5.5.4, 5.7) devem merecer cuidado em particular.
- A submissão de ofertas pelos agentes é voluntária, mas, caso um agente opte por não submetê-las, ele precisará ter algum representante no mercado por ofertas (sendo que o operador poderia ser o “representante de última instância”).

A expectativa é que, a partir deste documento, o arcabouço fundamental para a construção do modelo por ofertas possa ser estabelecido – ainda que pequenas variantes, como por exemplo o conjunto de tecnologias que seriam beneficiadas de “algoritmos facilitadores” para a submissão de ofertas (vide Seção 4.1.3), possam ser exploradas utilizando o modelo computacional disponibilizado para explorações quantitativas.

Ao longo de futuros entregáveis contemplados no presente projeto, a proposta elaborada neste relatório será desenvolvida e aprofundada em diversos aspectos. Como já comentado, este documento teve por objetivo desenvolver uma estrutura base para um paradigma de formação de preços por oferta no Brasil. No entanto, como explorado no Relatório 4 (entregável e.4.r) [4], no contexto brasileiro é desejável que o desenho proposto incorpore alguns elementos “híbridos” que possibilitem extrair alguns pontos fortes dos mecanismos de mercados “por custo”. Em particular, nos entregáveis e.7.r e e.8.r deste projeto, serão introduzidos alguns componentes com esta característica, que representarão elementos para a

“validação de ofertas” que, crucialmente, complementarão as recomendações aqui apresentadas – com destaque para a adoção de mecanismos de mitigação e monitoramento ao exercício de poder de mercado.

6.2.MATRIZ DE RISCO

Ao longo deste relatório foi discutido como se daria a implementação de um mecanismo de formação de preços por ofertas, tendo sido elencados os riscos relacionados à mudança do paradigma de formação de preços. É evidente que toda alteração profunda de regras de mercado exige muita atenção em função da necessidade de criação e/ou revisão de metodologias vigentes, com o desafio de que as novas diretrizes sejam robustas e claras para a sociedade.

Nesse sentido, de forma a facilitar a visualização dos riscos e suas probabilidades associadas, assim como os potenciais impactos, é interessante elaborar uma matriz de riscos, que inclua critérios de probabilidade de ocorrência do risco e o impacto causado, caso venha a ocorrer. Neste caso, a matriz de riscos foi construída considerando que as soluções de contorno indicadas nesse relatório serão, em certa medida, implementadas, de forma a mitigar os riscos envolvidos.

Os riscos foram divididos em dois grupos, quais sejam (i) riscos de adaptação, relacionados à necessidade de adaptação do arcabouço legal, regulatório e institucional tendo em vista a adoção do mecanismo de formação de preços por oferta e (ii) riscos de operação, relacionados a operação do mecanismo, uma vez colocado em prática. Importa ressaltar que a avaliação é qualitativa e foi realizada com base no contexto institucional brasileiro e, principalmente, levando em conta que as soluções de contorno expostas nesse relatório serão adotar em certo grau, de forma a mitigar e monitorar os riscos associados.

Com relação aos riscos de adaptação:

- Para que a migração para o paradigma de formação de preços por ofertas ocorra serão necessárias alterações nos normativos vigentes e, por isso, há o **risco de não aprovação do arcabouço legal**, dado que mudanças na legislação brasileira carecem de articulação e apoio do Congresso Nacional. Nesse sentido, considerou-se que a **probabilidade** de não aprovação seria **“possível”**, com um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos). A aprovação do arcabouço legal é o primeiro passo da mudança, de forma que a não aprovação nos mantém no ponto atual de estruturação das regras de mercado.
- Para atender as exigências da nova estrutura de formação de preços, as diferentes instituições deverão mobilizar-se para se adequarem-se às novas necessidades e, por isso, há o **risco de que as instituições não consigam os investimentos necessários**, ou que demorem substancialmente para se adaptarem estruturalmente (criação de áreas novas ou sistemas computacionais necessários para viabilizar a reforma). Esse risco foi considerado **como “improvável”**, com um **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos) caso esse risco se materialize. Espera-se, que, uma vez que o arcabouço legal esteja definido, as instituições irão atuar de forma diligente para adaptarem-se às novas regras, e caso isso não ocorra, o impacto será um descasamento entre a disposição legal e a estruturação das instituições, podendo impactar na credibilidade das instituições.
- Em um setor dinâmico como o setor elétrico pode haver risco de **inviabilização infralegal da reforma**, caso outras prioridades se imponham e a reforma infralegal não ocorra no prazo necessário. Esse risco foi classificado como **“improvável”**, com um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos). Acredita-se, uma vez que o

arcabouço legal esteja definido, a definição infralegal irá seguir o rito processual usual, incluindo as prioridades devidas, por isso a baixa probabilidade de ocorrência. O impacto, caso esse risco se materializasse, seria, então, um atraso na definição das regras de forma mais específica, postergando o início do mecanismo.

- Como a necessidade de reforma poderá ser trabalhosa, há o **risco de reforma parcial ou ineficaz**, que pode ser gerado por atraso excessivo, reforma incompleta ou falta de apoio da sociedade. Considera-se que esse risco tem alguma probabilidade de acontecer, tendo sido atribuído como **“provável”**, com **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos) para a sociedade. Tendo em vista a complexidade do tema, atribuiu-se uma probabilidade alta de que a reforma seja feita de forma parcial, com a possibilidade de perda de eficácia em função da não completude das medidas adotadas. O impacto será então significativo, dado que para que o mecanismo funcione de forma adequada, a reforma deve ser completa, a menos que se definam etapas graduais de implementação, com adequada validação e finalização.
- A definição de um período de transição é relevante para testar as condições da mudança, e há o **risco de ineficácia do período de transição**, gerada, por exemplo, por uma operação sombra sem resultados esperados em função de um período transição com execução inferior à desejada. Nesse sentido, considerou-se uma **probabilidade quase nula** de ocorrência, dado que o setor já tem experiência em período de transição, tendo um **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos), dados que os resultados da operação sombra não são vinculantes, apesar de serem importante para se testar o funcionamento e dar tempo aos agentes para que aprimorem suas estratégias no período de transição.

Já com relação aos riscos de operação:

- Tendo em vista a necessidade de desenvolvimento de sistemas para implementação do mecanismo de formação de preço por oferta, há o **risco de serem desenvolvidos sistemas pouco amigáveis**, com certo grau de complexidade de difícil compreensão. Considerou-se o risco como **“provável”**, com **impacto baixo** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos pouco significativos). Embora os sistemas possam iniciar de forma mais complexa, espera-se que, com o tempo, estes sejam aprimorados e que os agentes ganhem maior conhecimento sobre eles, sendo o período sombra muito relevante tanto para as instituições quanto para os agentes se habituarem à nova realidade de sistema operacionais.
- Em linha com o risco anterior, poderá haver o risco de dificuldade de **interpretação e adaptação dos agentes** com relação às regras de forma geral, atrapalhando o bom desenvolvimento do mecanismo. Esse risco foi considerado como **“possível”** com **impacto moderado** (os riscos possuem consequências reversíveis com custos baixos). Tendo em vista a complexidade do mecanismo, há uma probabilidade mais elevada, mas não excessiva, de que, pelo menos inicialmente, os agentes tenham a percepção de não entendimento quanto às novas regras, podendo gerar falta de apoio da sociedade à mudança. O impacto, então, não leva a custos altos, mas pode influenciar em uma morosidade da adoção definitiva do mecanismo.
- Como já extensivamente apontado nesse relatório, em um mecanismo de formação de preços por ofertas, sempre haverá a preocupação de que os agentes tentem influenciar preços ao submeter ofertas com quantidades muito abaixo ou muito acima do que garantiria o equilíbrio para o sistema. Dessa forma, o **risco de poder de mercado** deve ser mapeado e avaliado com cautela, tendo sido considerado como **“improvável”**, porém com **impacto alto** (os riscos possuem consequências reversíveis, mas com custos altos). Relembra-se que os mecanismos de mitigação e monitoramento devem ser considerados, de forma que a probabilidade de ocorrência é

- baixa, mas o impacto, caso ocorra, é relevante.
- Em um país como o Brasil, com forte predominância hidroelétrica e com diversas empresas compartilhando as mesmas cascatas é importante mapear o **risco de operação inadequada dos reservatórios**. Foi considerada como **“improvável”**, porém com **impacto muito alto** (os riscos possuem consequências de difícil reversão e/ou com custos muito elevados) dado o comprometimento da segurança de suprimento caso esse risco se materialize. A probabilidade de ocorrência do risco não foi avaliada como alta em função da recomendação de estabelecimento do mecanismo de reservatórios virtuais, dada a consideração de direitos de propriedade robustos e bem definidos e o fato do mecanismo preservar elementos suficientes do Mecanismo de Realocação de Energia atual, viabilizando uma transição sem ruptura drástica com o atual funcionamento do setor.

A Tabela 23 representa o resumo dos riscos acima descritos, indicando o que caracteriza cada um deles, e o relatório que tratará em detalhe dos mecanismos de mitigação e prevenção.

Tabela 23 – Matriz Risco – Probabilidade e Impacto.

Grupo de risco	Risco	O que caracteriza o risco	Probabilidade	Impacto	Risco	Relatório correspondente
Adaptação	Não aprovação do arcabouço legal	Alteração legal será necessária, e dependerá de articulação e apoio do Congresso e partes interessadas.	Possível	Moderado	Médio	e.11.r
	Falta de investimento institucional	Demora, por parte das instituições, na diligência de adaptações necessárias, como criação de áreas novas ou sistemas computacionais para viabilizar a reforma.	Improvável	Alto	Médio	e.11.r
	Inviabilização infralegal da reforma	Risco de outras prioridades se imporem e a reforma infralegal não ocorra no prazo necessário	Improvável	Moderado	Médio	e.11.r
	Reforma parcial ou ineficaz	Risco de uma reforma incompleta em função de atraso excessivo ou falta de apoio da sociedade	Provável	Alto	Alto	e.9.r
	Ineficácia do período de transição	Operação sombra sem resultados esperados em função de um período transição com execução inferior à desejada	Quase nula	Moderado	Baixo	e.9.r
Operação	Sistemas com interface de difícil compreensão	Desenvolvimento de sistemas muito complexos	Provável	Baixo	Médio	e.11.r
	Interpretação e adaptação dos agentes	Falta de apoio dos agentes à reforma	Possível	Moderado	Médio	e.9.r
	Poder de mercado	Exercício do poder de mercado gerando impacto nos preços de eletricidade	Improvável	Alto	Médio	e.7.r
	Operação inadequada dos reservatórios das usinas hidrelétrica	Operação inadequada dos reservatórios hidrelétricos levando colocando em risco a segurança do suprimento	Improvável	Muito alto	Médio	e.8.r

A classificação do risco como “Baixo”, “Médio” ou “Alto” foi construída com base nos critérios de impacto contidos na Tabela 24 e na matriz de riscos da Tabela 25:

Tabela 24 – Caracterização do impacto para a matriz de riscos.

Impacto	Descrição dos critérios de impacto
Muito baixo	Os riscos possuem consequências pouco significativas
Baixo	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos pouco significativos
Moderado	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos baixos
Alto	Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos altos
Muito alto	Os riscos possuem consequências irreversíveis ou com custos inviáveis

Tabela 25 – Matriz Risco - Geral.

Impacto Probabilidade	Muito baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito alto
Quase certa	Baixo	Médio	Alto	Alto	Alto
Provável	Baixo	Médio	Médio	Alto	Alto
Possível	Baixo	Médio	Médio	Médio	Alto
Improvável	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Médio
Quase nula	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo

7.Referências

- [1] 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. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [2] 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. Accessed: Oct. 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [3] 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. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [4] 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. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [5] PSR, META, and B. Mundial, “Mecanismo de Formação de Preço por Custo (Produto e.2.r2) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2024. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [6] Wolak and A. Frank, “Wholesale Electricity Market Design,” 2020, doi: 10.1017/cbo9781107415324.004.
- [7] F. D. Munoz, S. Wogrin, S. S. Oren, and B. F. Hobbs, “Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs,” *Energy J.*, vol. 39, no. 3, pp. 51–68, 2018, doi: 10.5547/01956574.39.3.fmun.
- [8] PSR, META, and B. Mundial, “Plano de trabalho (Produto e.1.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise do mercado brasileiro,” 2023. [Online]. Available: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [9] Secretaría de Energía, “Bases del Mercado Eléctrico,” Sept. 08, 2015.
- [10] Secretaría de Energía, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,” June 17, 2016.
- [11] I. Herrero, P. Rodilla, and C. Battle, “Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets,” *Energies*, vol. 13, no. 19, p. 5020, 2020, doi: 10.3390/en13195020.
- [12] PSR, META, and B. Mundial, “Diagnóstico internacional: Preço por oferta (Produto e.3.r) - Projeto META II: Estudo sobre a formação de preço de energia elétrica de curto prazo: uma análise

do mercado brasileiro,” 2024. [Online]. Available:
<https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>

[13] T. Hübner and G. Hug, “Bid Formats for energy storage on electricity auctions: bridging the Atlantic,” *The Oxford Institute for energy Studies - A quarterly journal for debating energy issues and policies*, p. 38 to 41, Oct. 2024.

[14] M. Madani and M. V. Vyve, “Computationally efficient MIP formulation and algorithms for European day-ahead electricity market auctions,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 242, no. 2, pp. 580–593, 2015, doi: 10.1016/j.ejor.2014.09.060.