



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Uma metodologia para a separação da comercialização de energia e lastro no Brasil através da captura do valor econômico da escassez no mercado de eletricidade

João Pedro Thimotheo Bastos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Co-orientador: Gabriel Rocha de Almeida Cunha

Co-orientador: Luiz Augusto Nobrega Barroso

Rio de Janeiro

Agosto de 2016

Uma metodologia para a separação da comercialização de energia e lastro no Brasil através da captura do valor econômico da escassez no mercado de eletricidade

João Pedro Thimotheo Bastos

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.

Examinado por:

Professora Thereza Cristina Nogueira de Aquino, D.Sc.

Professor Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Gabriel Rocha de Almeida Cunha, M.Sc.

Luiz Augusto Nobrega Barroso, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Bastos, João Pedro

Uma metodologia para a separação da comercialização de energia e lastro no Brasil através da captura do valor econômico da escassez no mercado de eletricidade/ João Pedro Thimotheo Bastos – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

XI, 89 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Curso de Engenharia de Produção, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 98-100.

1.Setor elétrico. 2.Mercados de energia elétrica 3.Lastro.

I. Aquino, Thereza Nogueira

II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia de Produção.

III. Uma metodologia para a separação da comercialização de energia e lastro no Brasil através da captura do valor econômico da escassez no mercado de eletricidade

Agosto de 2016

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Symone e Leonardo, pelo amor, carinho, compreensão e apoio incondicionais ao longo desta caminhada. Sem eles, nada disso seria possível.

À instituição de ensino UFRJ, que, apesar de todas as dificuldades que enfrenta, me proporcionou grande aprendizado e principalmente convívio com pessoas e amigos que levarei para a vida toda, muitos destes parte indissociável da minha trajetória.

À Professora Thereza Aquino, por aceitar fazer parte deste desafio e me orientar neste trabalho.

À PSR Consultoria, local totalmente único, no qual eu tive a oportunidade de aprender imensamente ao longo dos últimos dois anos, e me faz ter diariamente a vontade de buscar o conhecimento e a excelência.

Gostaria de agradecer em especial a duas pessoas:

Ao Gabriel Cunha, pela orientação, dedicação, paciência e amizade oferecidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho e do início da minha carreira profissional.

Ao Luiz Augusto Barroso, pelo conhecimento, encorajamento, oportunidades e amizade oferecidos a mim, além do exemplo profissional com o qual tive o privilégio de conviver.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Produção.

UMA METODOLOGIA PARA A SEPARAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E LASTRO NO BRASIL ATRAVÉS DA CAPTURA DO VALOR ECONÔMICO DA ESCASSEZ NO MERCADO DE ELETRICIDADE

João Pedro Thimotheo Bastos

Agosto/2016

Orientadora: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Co-orientador: Gabriel Rocha de Almeida Cunha

Co-orientador: Luiz Augusto Nobrega Barroso

Curso: Engenharia de Produção

O presente trabalho apresenta uma metodologia para o cálculo do valor do produto lastro em mercados de energia elétrica, que atualmente no Brasil é comercializado sob a forma de um pacote, conjuntamente com a energia. Essa metodologia se baseia na captura do valor econômico proporcionado pelos agentes geradores ao sistema que não é remunerado pelo mercado de energia.

É realizado um estudo de caso com simulações detalhadas da operação do sistema elétrico brasileiro onde a metodologia é aplicada e calcula-se o valor do produto lastro e a remuneração adequada para diferentes geradores do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Setor Elétrico, Mercados de energia elétrica, Lastro

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Industrial Engineer.

**A METHODOLOGY FOR THE SEPARATION OF THE COMMERCIALIZATION
OF ENERGY AND FIRM ENERGY CERTIFICATES IN BRAZIL BY
CAPTURING THE ECONOMIC VALUE OF SCARCITY IN THE ELECTRICITY
MARKET**

João Pedro Thimotheo Bastos

August/2016

Advisor: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Co-advisor: Gabriel Rocha de Almeida Cunha

Co-advisor: Luiz Augusto Nobrega Barroso

Course: Industrial Engineering

This work presents a methodology for the calculation of the firm energy certificate in electricity markets, whose commercialization is currently bundled with the energy itself in Brazil. The methodology is based on the capture of the economic value provided by generators to the system that is not remunerated by the electricity market.

There is a case study with detailed simulations of the Brazilian electricity system in which the methodology is applied and the value of the firm energy certificate is calculated, as well as the adequate remuneration for different generators of the Brazilian electricity system.

Keywords: Electricity sector, Electricity markets, Firm energy certificate

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	13
2	OPERAÇÃO DE SISTEMAS E FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	16
2.1	Fundamentos da formação de preços.....	16
2.2	O problema do despacho hidrotérmico.....	17
2.3	Despacho por ofertas de preço.....	18
2.4	Despacho por custos	19
3	INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	21
3.1	Otimização de decisões de investimento	21
3.2	Preços-teto e o “missing-money problem”	24
3.2.1	Aumentar substancialmente o preço-teto: mercados <i>energy-only</i>	25
3.2.2	Pagamento por capacidade com base na disposição a pagar da demanda.....	25
3.2.3	Pagamento por capacidade com base no custo da oferta.....	27
3.2.4	Equilíbrio oferta x demanda: mercados de capacidade	28
3.3	Abordagem adotada neste trabalho.....	29
4	O MECANISMO DE CONFIABILIDADE DO BRASIL	31
4.1	Garantia física (conceituação).....	31
4.2	Metodologia de cálculo da garantia física	33
4.2.1	Critério mestre: equilíbrio de mercado, ou $CMO = CME$	34
4.2.2	Simulação estática	35
4.3	Expansão da capacidade de geração no Brasil: os leilões e a comercialização unificada dos produtos energia e lastro.....	36
4.4	Efeitos adversos da unificação dos produtos energia e lastro.....	38
5	PROPOSTA DE CÁLCULO DO VALOR E DA QUANTIDADE DO PRODUTO LASTRO.....	41
5.1	Princípio base.....	42
5.1.1	Uso de sistema equilibrado.....	42
5.1.2	Preços-teto e a remuneração adicional pelo produto lastro (“missing money”) 43	
5.1.3	Preço do produto lastro.....	45

5.1.4	Quantidades de produto lastro por agente	46
5.2	Considerações adicionais	47
5.2.1	Demanda por produto lastro	47
5.2.2	Metodologia para a simulação determinadora do produto lastro	48
5.2.3	Aversão ao risco do investidor	49
5.2.4	Leilões para alocação de contratos de energia e lastro	50
6	ESTUDO DE CASO	52
6.1	Cálculo do sistema em equilíbrio.....	52
6.2	Caso base: capturando o valor econômico da escassez	54
6.2.1	Valor econômico do produto lastro	56
6.2.2	Cálculo da quantidade de produto lastro para usinas selecionadas	58
6.3	Caso Brasil: aplicação da metodologia sob as condições de mercado brasileiras .	66
6.3.1	Aplicação do preço-teto brasileiro.....	67
6.3.2	Aplicação do preço-piso brasileiro	76
6.4	Análise simplificada pelo lado da oferta.....	83
6.5	Análise de sensibilidade em relação ao CME.....	87
6.5.1	Cálculo do valor econômico do produto lastro dos casos de sensibilidade....	88
6.5.2	Cálculo do produto lastro das usinas dos casos de sensibilidade no CME.....	90
6.6	Subsídio a um leilão para contratação de produto lastro	93
7	CONCLUSÕES.....	96
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
9	ANEXO I: EXPRESSÃO SIMPLIFICADA PARA GARANTIAS FÍSICAS.....	101

FIGURAS

Figura 1 – Exemplo ilustrativo de uma curva de ordem de mérito.	16
Figura 2 – Processo de decisão simplificado de despacho hidrotérmico.	18
Figura 3 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no Brasil desde 2000	22
Figura 3 – Momentos em que o mercado de energia não é capaz de remunerar totalmente os agentes	44
Figura 5 – CMO médio anual da simulação e percentis.....	54
Figura 6 – Valor econômico mensal do produto lastro.	57
Figura 7 – Perfis de geração das usinas renováveis utilizados nas simulações.....	61
Figura 8 – Geração normalizada das usinas térmicas e valor econômico do produto lastro	63
Figura 9 – Geração normalizada das usinas térmicas e valor econômico do produto lastro	64
Figura 10 – Geração normalizada das usinas renováveis e valor econômico do produto lastro	66
Figura 11 – Valor econômico do produto lastro (caso base e com preço-teto brasileiro)....	69
Figura 12 – Pagamento pelo produto lastro para termelétricas com CVU maior que o PLD teto	74
Figura 13 – Análise pelo lado da oferta: receitas e despesas anualizadas	86
Figura 14 – Valor econômico do produto lastro (caso base e sensibilidades do CME).....	90
Figura 15 – Esquema da metodologia e subsídio para oferta dos agentes nos leilões de lastro	94

TABELAS

Tabela 1 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro na simulação.....	56
Tabela 2 – Características das usinas analisadas no estudo.....	59
Tabela 3 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas.....	62
Tabela 4 – CMO, PLD, e valor econômico do produto lastro para o caso com preço-teto brasileiro.....	68
Tabela 5 – Mudanças no teto e no valor econômico do produto lastro do caso base para o caso com preço-teto brasileiro.....	69
Tabela 6 - Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso com preço-teto brasileiro.....	70
Tabela 7 – Comparação da quantidade de produto lastro entre o caso base e o caso com preço-teto brasileiro.....	71
Tabela 8 – Comparação da remuneração das usinas entre o caso base e o caso com preço-teto brasileiro.....	71
Tabela 9 – Resultados da aplicação de ESS para usinas com CVU maior do que o preço-teto.....	75
Tabela 10 – Resultados da aplicação do ESS para a usina de Potiguar III.....	76
Tabela 11 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso com preços piso e teto brasileiros.....	77
Tabela 12 – Comparação do CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso apenas com teto e o caso com teto e piso brasileiros.....	78
Tabela 13 - Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso com piso e teto brasileiros.....	79
Tabela 14 – Comparação da quantidade de produto lastro das usinas entre o caso apenas com teto e o caso com piso e teto brasileiros.....	79
Tabela 15 – Comparação da remuneração das usinas entre os caso apenas com teto e o caso com piso e teto brasileiros.....	79
Tabela 16 – Principais componentes de custos das usinas selecionadas.....	85
Tabela 17 – Componentes anualizadas de receita e despesa das usinas selecionadas.....	85
Tabela 18 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso de sensibilidade alta do CME.....	89
Tabela 19 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso de sensibilidade baixa do CME.....	89

Tabela 20 – Comparação do CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso base e as sensibilidades em relação ao CME.....	89
Tabela 21 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso de sensibilidade alta do CME.....	91
Tabela 22 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso de sensibilidade baixa do CME.....	91
Tabela 23 – Comparação da quantidade de produto lastro das usinas entre o caso base e as sensibilidades do CME.....	92
Tabela 24 – Comparação da remuneração das usinas entre o caso base e as sensibilidades do CME	92

GLOSSÁRIO PARA EQUAÇÕES

L	Lucro bruto do investidor
x	Decisão de investimento
$CInv$	Custo de investimento unitário
r	Taxa de desconto adotada
VU	Conjunto de meses da vida útil da usina
G_{ts}	Geração (MWh), no período t , série s
π_{ts}	Preço spot (\$/MWh), do período t , série s
CV_{ts}	Custo variável unitário no período t , série s
CF_{ts}	Custo fixo no período t , série s
q_t	Quantidade contratada no período t .
c_t	Preço do contrato no período t .
CMO_t	Custo marginal de operação no período t
PLD_t	Preço de Liquidação das Diferenças no período t
G_t	Geração no período t
MM	“Missing money” do sistema
DPL	Demanda pelo produto lastro no sistema
P^*	Preço do produto lastro
PL_i	Quantidade de produto lastro do gerador i

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

1 INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios referentes ao planejamento de sistemas elétricos no mundo consiste em garantir uma expansão adequada, de modo a atender ao crescimento da demanda de forma econômica e, ao mesmo tempo, garantir segurança de suprimento. Originalmente, esta tarefa cabia ao planejamento de uma empresa estatal com monopólio sobre a atividade de geração – entretanto, a partir da década de 90, muitos países tomaram a iniciativa de liberalizar os seus mercados, de modo que esta solução ótima passaria a ser obtida por um equilíbrio de mercado. Seguindo os princípios da teoria microeconômica, o aumento da demanda de energia elétrica ocasionaria uma escassez temporária de tal bem e aumento do seu preço, criando um imediato incentivo econômico-financeiro para que os agentes geradores ampliassem a oferta de forma a equilibrar o mercado. Entretanto, alguns fatores, que serão apresentados ao longo deste trabalho, podem criar distorções no ambiente de mercado ideal, não garantindo aos agentes geradores incentivos adequados para realizarem a expansão do sistema. Dessa maneira, a segurança de suprimento do sistema ficaria ameaçada, ou seja, pode-se colocar em risco as condições de atendimento à demanda de energia elétrica, o que pode gerar grandes prejuízos socioeconômicos.

Para lidar com a problemática descrita simplificada acima, foram criados *mecanismos de confiabilidade*. O objetivo de um mecanismo de confiabilidade é garantir um incentivo para os geradores paralelamente ao mercado de energia, no qual eles recebam uma remuneração adicional pela segurança que garantem ao sistema (de que não faltará energia para atender à demanda). Em outras palavras, além do produto energia, sob um mecanismo de confiabilidade um gerador também pode comercializar o chamado produto confiabilidade (ou lastro), de forma a receber mais incentivo a contribuir para a expansão do sistema.

Diversas abordagens de mecanismos de confiabilidade foram sendo desenvolvidas e aplicadas ao longo das últimas três décadas em diferentes países. As mais relevantes são discutidas ao longo desse estudo. No caso do Brasil, o produto capacidade foi definido de uma forma intimamente ligada ao produto energia, de tal forma que agentes só podem comercializar energia e lastro conjuntamente – notavelmente, através de leilões. A razão principal da adoção dessa abordagem foi o desejo de simplificar o mecanismo de contratação

dos leilões brasileiros, que necessitava de sucesso quando da sua introdução, no início dos anos 2000. Embora tal conjuntura tornasse a implementação atual justificável, ela não é a ideal para garantir uma expansão adequada e economicamente eficiente ao sistema brasileiro no longo prazo. Em projetos de lei atualmente tramitando na Câmara e no Senado (PL 1917/2015) há propostas de revisão desse mecanismo que envolvem a separação dos produtos energia e lastro, de modo que possam ser comercializados separadamente.

O presente estudo apresenta quais os principais requisitos desejáveis que uma nova metodologia de cálculo do produto lastro deve atender para que ela seja eficiente, e propõe um novo mecanismo que atende a esses importantes critérios. Especificamente, este estudo também estima por meio de simulações detalhadas do sistema elétrico brasileiro qual deve ser o valor do produto lastro e o seu mecanismo de alocação segundo esta nova metodologia.

O principal limite do trabalho está relacionado ao arcabouço regulatório completo necessário para a implementação da medida no Brasil, assim como as dificuldades e consequências que a aplicação da proposta poderia enfrentar em termos jurídicos. Portanto, o foco é apresentar uma metodologia coerente que capture e distribua adequadamente o valor das contribuições dos agentes do sistema em momentos de escassez, não adentrando detalhadamente nos trâmites regulatórios. Em relação às limitações técnicas, pode-se citar apenas a opção por se calcular simplificadamente o produto lastro das usinas hidrelétricas no estudo de caso, ao passo que a EPE utiliza um modelo especialmente para esta tarefa. No entanto, todas as intuições econômicas são mantidas nos resultados. Essa questão será tratada com mais clareza no estudo de caso.

O capítulo 2 traz discussões iniciais sobre os fundamentos de operação de sistemas e formação de preços de energia elétrica, que são base para a discussão presente neste estudo. O capítulo 3 trata dos investimentos em energia elétrica e apresenta experiências internacionais que objetivam lidar com o problema de investimentos subótimos em geração. O capítulo 4 apresenta os fundamentos do mecanismo de confiabilidade brasileiro, e são também discutidos os motivos pelos quais, ao fundir dois produtos diferentes, ele gera problemas e distorções para o sistema atualmente. O capítulo 5 apresenta a metodologia de cálculo de um mecanismo de confiabilidade proposta nesse trabalho, que busca prover incentivos adequados para os investimentos ótimos na expansão da geração. No capítulo 6,

é feito um estudo de caso, aplicando a metodologia proposta ao sistema brasileiro por meio de simulações detalhadas, sob diferentes premissas. O capítulo 7 conclui.

2 OPERAÇÃO DE SISTEMAS E FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 FUNDAMENTOS DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

Um ponto inicial crucial para a discussão apresentada no presente trabalho é o entendimento básico da operação de um sistema elétrico. O critério utilizado na operação do sistema determinará os preços de energia, a remuneração dos agentes e a segurança do sistema. Este capítulo tem como objetivo elucidar os principais pontos relevantes na operação de sistemas elétricos.

O despacho de um sistema elétrico é feito, salvo situações excepcionais, segundo a chamada “ordem de mérito” das usinas. Essa ordem nada mais é do que despachar (acionar) as usinas mais baratas antes das usinas mais caras para o sistema, até que essa oferta atenda à demanda. Um exemplo de curva de ordem de mérito é apresentado abaixo.

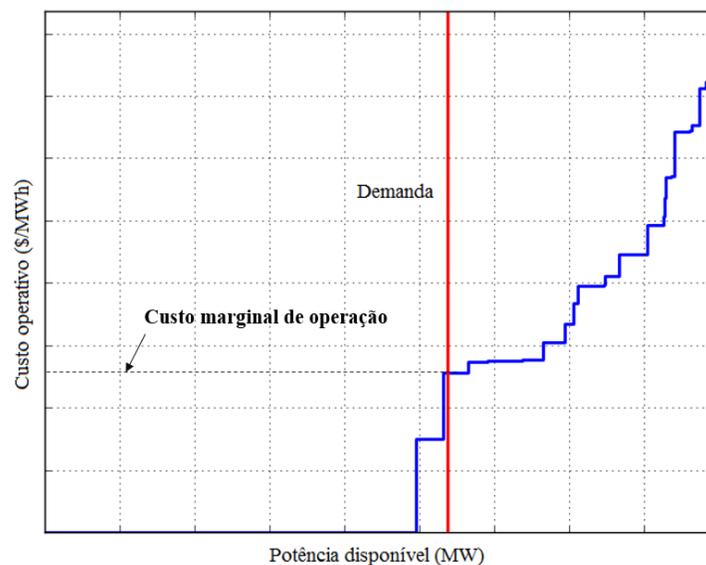


Figura 1 – Exemplo ilustrativo de uma curva de ordem de mérito. Fonte: elaboração própria.

Como visto acima, o preço da energia no mercado de curto prazo é dado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda (esta última considerada inelástica no exemplo ilustrado, o que resulta em uma linha vertical). Os diferentes “degraus” da figura são baseados nos custos variáveis operativos das usinas, que podem ser virtualmente nulos para

as fontes renováveis, e que para usinas térmicas dependem essencialmente do preço de combustível e da eficiência da usina. De maneira geral, os últimos valores da curva de oferta são caracterizados por combustíveis fósseis líquidos, como o óleo diesel, de valor bastante elevado.

Em princípio, o preço da energia é igual ao custo marginal de operação (CMO), ou seja, ao incremento monetário por unidade de energia incremental a ser gerada. Esse custo é igual ao custo de operação da usina marginal do sistema, ou seja, a que tem o custo de operação mais alto no momento, dentre todas as acionadas.

Cabe observar que, neste modelo simplificado de operação, não há nenhuma diferença entre a formação de preços no setor elétrico e o critério “clássico” da microeconomia, que envolve identificar o preço em que a curva de oferta e a curva de demanda se igualam.

2.2 O PROBLEMA DO DESPACHO HIDROTÉRMICO

Se o sistema a ser despachado fosse formado apenas por usinas térmicas flexíveis, a determinação do custo marginal seria imediata, como visto na seção 2.1. Seriam despachadas as usinas, em ordem crescente de custo de operação, até o atendimento da demanda. O preço seria igual a esse custo marginal de operação, ou seja, ao custo da térmica mais cara acionada.

Entretanto, a presença de hidrelétricas com reservatório no sistema torna o despacho econômico do mesmo um problema muito mais complexo. Isso se deve ao fato de que as usinas hidrelétricas podem transferir água de um período para o outro. Como consequência, não é claro se a usina deve armazenar água no reservatório para utilizar no futuro ou utilizá-la prontamente. O despacho imediato das usinas hidrelétricas significa custos imediatos de operação menores (e menores preços de energia), mas pode significar grandes custos futuros com o acionamento de térmicas caras, pois a hidrologia futura é incerta. Por outro lado, não despachar as usinas hidrelétricas pode ser uma economia de água desnecessária se o período seguinte for muito úmido, o que pode causar vertimento de água no futuro.

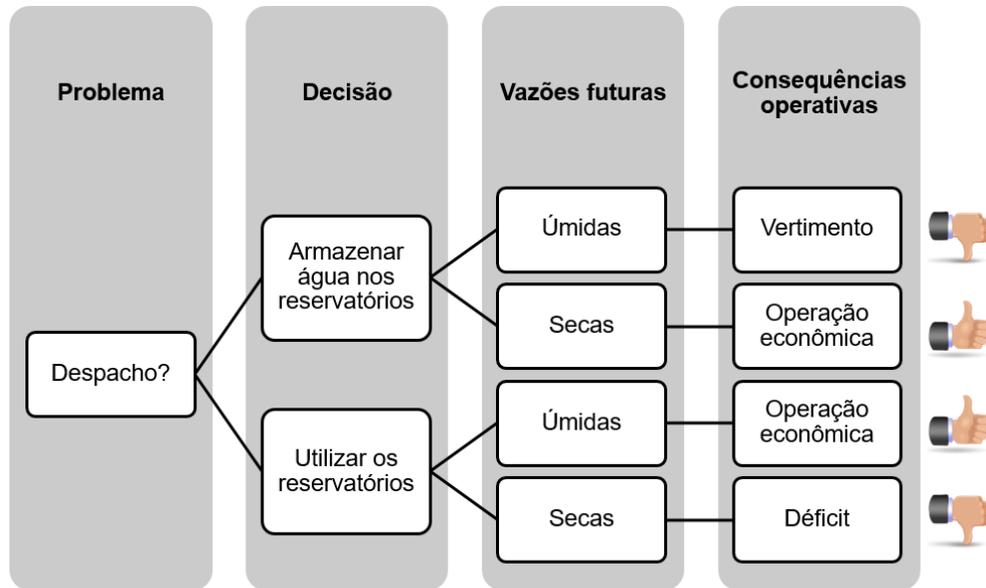


Figura 2 – Processo de decisão simplificado de despacho hidrotérmico. Fonte: PSR (2016).

A principal alteração que este cálculo traz em relação ao problema apresentado na seção anterior é que, embora o custo variável das hidrelétricas seja virtualmente zero, existe ainda um *custo de oportunidade* que precisa ser levado em consideração quando se resolve o problema da operação ótima do sistema e formação de preço.

Pode-se imaginar a complexidade em se operar um sistema elétrico como o do Brasil, com centenas de usinas. Para resolver esse problema de otimização de grande porte, utiliza-se amplamente Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA e PINTO, 1985), (PEREIRA, 1989). Através dela, pode-se determinar o valor da água, que representa o custo de oportunidade de se utilizar a água da usina ou armazená-la para uso futuro. Essa metodologia é mundialmente utilizada por operadores e outros agentes de sistemas elétricos, principalmente os de grande participação hidráulica.

2.3 DESPACHO POR OFERTAS DE PREÇO

No item 2.1, foi apresentada uma curva de oferta que indicava o *custo efetivo* de operação de cada usina térmica. Entretanto, na maioria dos países desenvolvidos, a operação do setor elétrico é feita com base em ofertas de preço: isto é, os geradores realizam as suas

ofertas para períodos futuros de modo a atender à demanda por energia elétrica. Esse é um método de operação descentralizado e mais liberal, pois os geradores têm poder sobre suas ofertas. Por exemplo, na Colômbia, os geradores fazem ofertas de geração e preço para cada hora do dia seguinte, segundo a sua disponibilidade. As ofertas de energia são somadas em ordem crescente de preço até a demanda ser atendida, determinando o custo marginal de operação, que é o preço final da energia, para cada uma das horas.

Segundo a teoria econômica, quando os agentes não têm poder de mercado suas ofertas de preço irão coincidir com os custos variáveis, e portanto a decisão operativa tomada com base nas ofertas de preços dos agentes seria em princípio a mesma tomada com base na informação de custos (isto não é verdade quando os agentes têm poder de mercado, o que pode exigir atuação por parte do regulador). Entretanto, no caso do despacho descentralizado, a tarefa de calcular o valor da água conforme discutido no item 2.2 cabe a cada gerador hidrelétrico (e não ao operador) no momento de calcular suas ofertas de preços fazer previsões em relação ao crescimento de demanda, hidrologia, etc. Outra importante vantagem deste tipo de implementação é que ele permite que os agentes tenham mais controle sobre a operação das suas usinas, evitando muitas situações de conflito entre agentes e operador.

2.4 DESPACHO POR CUSTOS

No Brasil, o despacho do sistema é feito “por custo” de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), utilizando-se a metodologia citada na subseção 2.2. O operador, portanto, otimiza a operação do sistema segundo critérios econômicos e de segurança de suprimento, determinando quais usinas serão despachadas com base no próprio custo de operação delas (e no valor da água). Esse método de operação de sistema é utilizado em toda a América Latina (com exceção da Colômbia) e em muitos outros países.

Uma vantagem da operação centralizada é evitar poder de mercado dos geradores, pois sua operação estará sendo otimizada sob a ótica do operador. Além disso, o modelo determina a operação de usinas hidrelétricas em cascata de modo ótimo para o sistema em geral, não permitindo que a competição e otimização individual de cada uma delas seja maléfica para o

sistema. A operação centralizada também permite unir recursos para resolver um problema de otimização que pode ser difícil para os geradores individualmente – especialmente levando em conta as possíveis sinergias entre hidrelétricas.

Por outro lado, o despacho centralizado exige que os agentes tenham plena confiança nos critérios operativos estabelecidos pelo operador do sistema. Visto que o operador precisa construir projeções da evolução do sistema para cálculo do valor da água, ele pode influenciar significativamente o processo de formação de preços – e há um risco que preocupações com a segurança de suprimento ou até mesmo questões políticas possam resultar em uma operação subótima para o sistema (esta é uma preocupação particularmente relevante no Brasil).

Em suma, não há metodologia certa ou errada para a operação do sistema, e até por isso os dois tipos de implementação (baseada em preços e custos) são adotados mundialmente. É necessário analisar as características de cada jurisdição para a determinação do método a ser utilizado e seguir as regras com transparência para garantir o sucesso do mesmo.

3 INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A presente seção começa a apresentar o problema que de fato vai ser abordado neste trabalho. Após a apresentação de como a operação de um sistema elétrico é feita e como os preços são formados, adentra-se na questão dos investimentos em geração.

3.1 OTIMIZAÇÃO DE DECISÕES DE INVESTIMENTO

Em qualquer setor, a decisão de se investir em um projeto é, via de regra, tomada caso o valor esperado do retorno do projeto exceda o custo de oportunidade do investidor, dada a sua aversão ao risco. No setor elétrico não é diferente. Portanto, consideremos a decisão de investimento de um investidor em geração de energia elétrica. Ele deve considerar cenários de preços futuros de energia e, dependendo do valor esperado desses preços e da sua taxa mínima de atratividade, avaliar se deve ou não investir no projeto.

De maneira simplificada, podemos considerar a sua decisão de investimento dada pelo seguinte problema de otimização estocástica:

Função objetivo:

$$Max L = -CInv \cdot x + \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [G_{ts} \cdot \pi_{ts} - CV_{ts} \cdot G_{ts} - CF_{ts} \cdot x] \quad (1)$$

para todo período $t = 1, 2, \dots, T$ e para toda série $s = 1, 2, \dots, S$.

Onde

L	Lucro bruto do investidor
x	Decisão de investimento
$CInv$	Custo de investimento unitário
r	Taxa de desconto adotada
VU	Conjunto de meses da vida útil da usina
G_{ts}	Geração (MWh), no período t , série s

- π_{ts} Preço spot (\$/MWh), do período t, série s
 CV_{ts} Custo variável unitário no período t, série s
 CF_{ts} Custo fixo no período t, série s

Um desafio de se remunerar o agente gerador pela expressão (1), entretanto, é que os preços da eletricidade apresentam uma elevada volatilidade. A figura abaixo apresenta a variação histórica dos preços de curto prazo médios mensais no Sudeste Brasileiro ao longo dos últimos anos: observa-se que são comuns períodos muito extensos de preços muito próximos de zero, alternando-se com períodos de elevação súbita de preços que podem durar muitos meses. A incerteza quanto a este fluxo de caixa muito possivelmente inviabilizaria o investimento, visto que o investidor seria muito avesso aos cenários catastróficos em que ele não recupera a maior parte do seu investimento devido aos preços de mercado baixos.

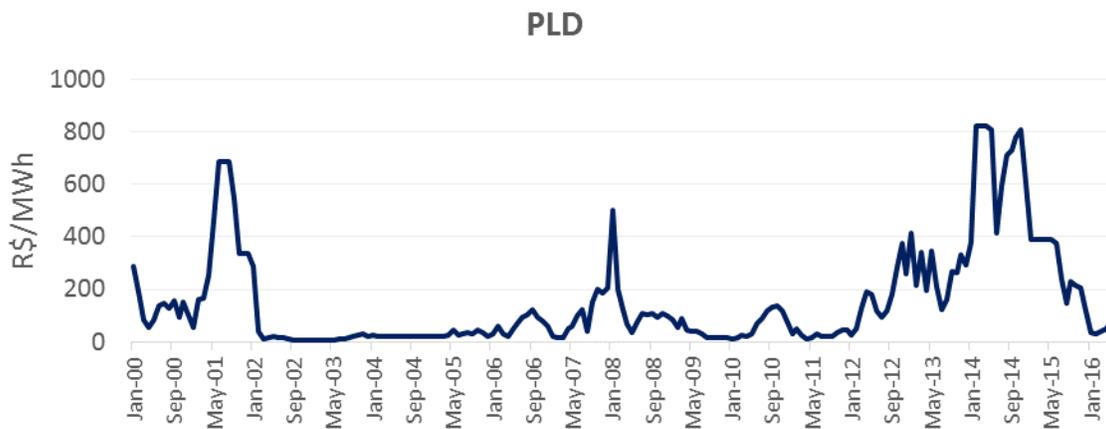


Figura 3 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no Brasil desde 2000. Fonte: CCEE.

Uma forma de solucionar isso é buscando firmar contratos bilaterais com outros agentes de mercado. Este tipo de compromisso tende a ser mutuamente benéfico para as partes envolvidas, visto que permite ao gerador fazer um *hedge* financeiro contra os cenários de preço baixo (em que ele não recupera o seu investimento) ao mesmo tempo que o consumidor se protege dos cenários de preço alto (em que o custo de compra de energia pode se tornar excessivo). Introduzindo um contrato de preço c_t e quantidade q_t ao fluxo de caixa do gerador, a função objetivo anterior é incrementada como segue:

$$Max L = -CInv \cdot x + \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [q_t \cdot c_t + (G_{ts} - q_t) \cdot \pi_{ts} - CV_{ts} \cdot G_{ts} - CF_{ts} \cdot x] \quad (2)$$

Onde

q_t Quantidade contratada no período t.

c_t Preço do contrato no período t.

Visto que o contrato bilateral deve representar um ponto de acordo para as duas partes envolvidas (tipicamente um investidor e um gerador), de forma geral a expectativa dos preços *spot* é um dos principais *benchmarks* usados para a negociação entre os agentes e determinação do preço do contrato no mercado. Desta forma, a inclusão de contratos na função objetivo do investidor não muda o fato de os cenários de preços futuros serem determinantes para a decisão de investimento.

Portanto, em teoria, poderíamos afirmar que os sinais de preços seriam os elementos essenciais para os investimentos em geração e, em situação ideal, suficientes para garantir uma expansão contínua e adequada do sistema (SCHWEPPE et al., 1988). Entretanto, diversos fatores podem resultar em uma insuficiência desses sinais de preços – o que significa que, na ausência de incentivos econômicos adicionais, a decisão de investimento dos agentes privados resultaria em uma expansão incompatível com o ótimo econômico-social. (OREN, 2000; NEUHOFF e DE VRIES, 2004; JOSKOW, 2007, CIGRÉ, 2013). Estes fatores podem ser de naturezas diversas, e estão comumente associados a um dos seguintes temas:

- Preços-teto e insuficiência da remuneração: Para que o gerador seja remunerado adequadamente pelo seu investimento, é necessário que os preços spot possam subir a valores muito elevados em um número pequeno de horas. A existência de preços teto impede que isso aconteça. Este é um dos argumentos mais comumente citados como motivação para introduzir pagamentos por capacidade, e será discutido em mais detalhe na próxima seção.
- Volatilidade dos preços spot e aversão ao risco: como os investidores são avessos ao risco, usualmente eles exigem um prêmio quando sua remuneração depende de preços spot altamente voláteis. Quando o mercado de contratos não é completo e eficiente,

o gerador não consegue se proteger desses riscos e portanto sua decisão de investimento tende a ser insuficiente.

- Variáveis de decisão inteiras: como no setor elétrico existem economias de escala substanciais na construção de novas usinas, é comum que o tamanho da nova usina seja significativo em comparação com o tamanho do sistema. Com isto, a construção de uma usina pode levar o sistema a uma situação de sobreoferta temporária, o que reduziria os preços spot e incentivaria os geradores a adiar o investimento além do que seria ideal para o sistema.

3.2 PREÇOS-TETO E O “MISSING-MONEY PROBLEM”

A principal distorção mercadológica que limita a ação dos preços como sinais adequados para os investimentos em geração é a dificuldade de se determinar o valor marginal da energia pelo lado da demanda. De forma a limitar as perdas de consumidores em situações de escassez de energia e para impedir geradores de agirem estrategicamente de forma a obterem lucros absurdos (a segunda razão é mais aplicável para mercados cuja operação é descentralizada), comumente são aplicados preços-teto para a energia no mercado spot – e estes preços são frequentemente mais baixos que a disposição a pagar do consumidor em um evento de déficit de energia.

Embora sua existência muitas vezes seja justificável, esses preços-teto causam uma distorção na remuneração esperada de todos os geradores – sobretudo nos geradores térmicos mais caros para o atendimento de demandas de ponta, cuja remuneração provém basicamente de cenários de escassez de oferta.

Essa distorção e não pagamento adequado aos geradores pela real contribuição dada ao sistema é conhecida na literatura como *missing-money problem* (CRAMTON e STOFT, 2006; JOSKOW, 2006).

Para se solucionar o problema do *missing money* e garantir uma expansão adequada do sistema, algumas metodologias são utilizadas em diferentes mercados. A principais serão apresentadas nesta seção.

3.2.1 Aumentar substancialmente o preço-teto: mercados *energy-only*

A primeira solução para o problema do *missing-money* é, na realidade, não criá-lo, ou seja, não determinar um preço-teto de energia relativamente baixo. Para isso, basta determinar que o preço da energia nos instantes em que há falhas de suprimento seja igual ao custo econômico de interrupção de suprimento (que, em termos do sistema brasileiro, corresponderia ao custo de déficit).

A Austrália, por exemplo, utiliza um mecanismo *energy-only* no seu mercado de energia, no qual o preço-teto da energia é igual a 13.500 AUD/MWh (aproximadamente R\$37.000/MWh) (AEMO, 2015), conferindo aos geradores a possibilidade de receber remunerações exorbitantes nos momentos de escassez de energia.

Apesar de a metodologia ter um bom embasamento teórico e até mesmo aplicações em sistemas reais, sua eficácia é limitada em mercados menos maduros (o que não é o caso da Austrália), em que frequentemente há altas taxas de crescimento da demanda e mercado de contratos incompleto. Isso acontece porque apesar de o valor esperado da remuneração do gerador ser suficiente para o investimento, essa remuneração acontece apenas em uma parcela muito pequena dos cenários (nos quais há grande escassez e/ou falta de suprimento), o que não encoraja suficientemente um gerador avesso ao risco a realizar o investimento. Isso estimulou a criação de pagamentos por capacidade, que podem ser determinados sob diferentes metodologias. Estas metodologias serão exploradas a seguir.

3.2.2 Pagamento por capacidade com base na disposição a pagar da demanda

A primeira forma de pagamento por capacidade foi determinada na Inglaterra, primeiro país a liberalizar o seu mercado de energia elétrica, na década de 1980 (UK DECC, 2011). Para se garantir o atendimento à demanda de ponta e evitar risco de déficit no sistema, os ingleses determinaram um pagamento “por confiabilidade” para os geradores, a ser pago

antecipadamente, com a única exigência de que eles estivessem disponíveis na ocasião de cada pagamento. O pagamento foi determinado como sendo o produto da probabilidade de falha de suprimento (“*probability of load loss*”) pelo custo econômico do déficit (“*value of lost load*”). Por esse motivo, essa abordagem é conhecida como *POLL x VOLL*.

Ao considerar a probabilidade de déficit no seu cálculo, o pagamento por confiabilidade permite que os geradores sejam remunerados de acordo com o *valor esperado* do custo de déficit sem fazê-los depender da ocorrência efetiva de um corte na demanda. Isto significa que a remuneração do investidor tende a tornar-se mais estável, encorajando um melhor equilíbrio entre oferta e demanda. Ressalta-se ainda que essa metodologia de determinação do preço da capacidade foi desenhada sob o prisma da demanda, já que o valor do pagamento está diretamente associado ao custo socioeconômico advindo do não atendimento à mesma.

Por outro lado, este mecanismo ainda implicava um certo grau de exposição ao risco por parte dos agentes geradores, o que pode ser insuficiente para oferecer incentivos a novos investimentos. No novo mecanismo de leilões introduzido no Reino Unido em 2014, por exemplo, garante-se uma remuneração fixa por um período mais longo (1 ano para geradores existentes e 15 anos para novos geradores), indicando que a estabilidade da receita é importante para o investidor. Isto indica que parte do sucesso dessa solução deve-se em parte à situação conjuntural do país, com excesso de capacidade devido à entrada de usinas a ciclo combinado de gás natural, que deslocaram as usinas a óleo existentes. Como estas usinas já estavam amortizadas, houve baixa exigência financeira pelo pagamento por confiabilidade, tornando seu grau de aceitação pelos geradores bem alto. Ademais, as taxas de crescimento da demanda na Inglaterra eram baixas, não havendo portanto evidência empírica de que a solução ofereceria uma expansão ótima do sistema sempre que necessário. Como será visto, em mercados latino-americanos, com características bem diferentes das inglesas, abordagens diferentes foram utilizadas.

3.2.3 Pagamento por capacidade com base no custo da oferta

Como apresentado anteriormente, muitas das características do mercado inglês não se aplicam a outros mercados como o latino-americano, que possuem maiores taxas de crescimento da demanda, típicas de países em desenvolvimento. Soma-se a isso a complexidade do modelo anterior advinda da dificuldade em se calcular o valor do custo de déficit (WILLIS e GARROD, 1997; DE VRIES, 2003).

O Chile, primeiro país latino-americano a realizar a reforma do seu setor elétrico, em 1982, adotou um mecanismo de confiabilidade diferente daquele adotado pelos ingleses. O mecanismo chileno, que também foi adotado em linhas gerais por outros países latino-americanos como Peru e Argentina, também determina um pagamento por capacidade disponível, para todas as usinas do sistema, mas baseia esta remuneração no custo de investimento de um equipamento de referência que pudesse ser prontamente construído para o atendimento à ponta. Primeiramente este equipamento foi definido por uma turbina movida a óleo e posteriormente por um gerador a gás natural ciclo aberto. (LALOR e GARCÍA, 1996; MILLÁN, 2004)

Observa-se que quanto maior o custo de geração da usina, maior é a parcela do pagamento por capacidade na remuneração total da mesma (haja vista que ela é despachada em menos oportunidades e ganha menos lucro com venda de energia no mercado spot). No caso de usinas com custos de geração iguais ou acima do preço-teto de energia, o pagamento por capacidade compõe toda a sua receita. Portanto, o mecanismo age de forma a incentivar principalmente geradores de ponta, cuja remuneração no mercado de curto prazo não é frequente, mas que são importantes para a garantia de segurança do sistema. (JOSKOW, 2008).

Esta forma de cálculo do pagamento por capacidade pelo lado da oferta tem o benefício de ser mais palpável, estando alinhado com a realidade e necessidade dos investidores – embora ainda seja necessário estimar qual seria a taxa mínima de atratividade e grau de proteção ao risco que viabilizariam o investimento. Adicionalmente, o mecanismo é atrativo por não depender da situação conjuntural do balanço oferta-demanda, garantindo um pagamento anual fixo por *encargo por capacidade*. Por fim, como citado anteriormente,

não passa pela dificuldade em se calcular o custo socioeconômico gerado pelo não atendimento à carga.

3.2.4 Equilíbrio oferta x demanda: mercados de capacidade

Ambos os mecanismos de confiabilidade citados anteriormente buscam precificar corretamente a capacidade que confere segurança ao sistema, seja pelo lado da demanda ou pelo lado da oferta. Entretanto, nos dois casos, o preço deve ser previamente calculado pelo operador: no caso da precificação pelo lado da demanda, o operador deve estimar o custo social de um corte de carga e a probabilidade que tal evento se materialize; enquanto no caso da precificação pelo lado da oferta deve-se estimar o custo de investimento e taxa de retorno exigida pelo agente. Estimar esses preços não é tarefa trivial, visto que o operador não tem informação completa sobre o sistema e sobre as receitas privadas dos agentes; mas ao mesmo tempo eles precisam ser determinados de maneira bem calibrada, caso contrário podem resultar em uma má remuneração da confiabilidade fornecida ao sistema. Por sua vez, essas distorções na remuneração resultariam em uma expansão inadequada, afetando o equilíbrio entre oferta e demanda de modo a gerar escassez ou excedente de capacidade.

Nesse contexto, uma segunda “onda” de reformas dos setores elétricos, ocorrida em muitos países anos 2000, buscou implementar um *mercado* em que o produto confiabilidade pudesse ser comercializado – o que permitiria a identificação dos preços por meio de forças de mercado. Exemplos notáveis de países que instituíram mercados de capacidade são o Brasil e a Colômbia (embora o tenham feito de maneiras distintas) (CUNHA, 2013). Atualmente, mesmo o Chile e o Reino Unido (listados como exemplos nas seções anteriores) adotam um mecanismo de quantidade não baseado totalmente em preços (CIGRÉ, 2016).

Em vez de se determinar de forma centralizada um conjunto de preços que resultariam em certa capacidade desejada para a expansão, no caso dos mercados de capacidade os próprios agentes devem fazer ofertas por sua capacidade a ser disponibilizada para o sistema, de maneira competitiva. Nesse contexto, a demanda pela capacidade é determinada previamente, e os geradores competem para prover essa capacidade requerida para o sistema.

Com isso, a determinação do preço marginal para a instalação de nova capacidade do sistema é dada através do equilíbrio entre oferta e demanda – ou, em outras palavras, os ofertantes competem entre si pelo direito de suprir a demanda (definida *ex ante*), assumindo um compromisso de entregar a quantidade de confiabilidade prometida. Para exemplos de abordagens desse tipo, ver VASQUEZ, RIVIER, PEREZ-ARRIAGA (2002), BARROSO et al. (2007) e HANCHER, DE HAUTECLOCQUE e MALGORZATA (2015). Diz-se que esse mecanismo de confiabilidade é baseado em quantidade, enquanto os dois anteriores são baseados em preço.

3.3 ABORDAGEM ADOTADA NESTE TRABALHO

A metodologia proposta no presente trabalho utiliza elementos de todas as quatro alternativas de solução levantadas na seção 3.2:

- **Aumentar o preço-teto.** Embora a metodologia proposta não elimine o pagamento por capacidade dos agentes, o preço-teto estabelecido atualmente no mercado brasileiro é extremamente baixo, sendo insuficiente até mesmo para remunerar alguns dos geradores mais caros do sistema (como discutiremos no capítulo 4). Isto reduz substancialmente a remuneração dos agentes no mercado de energia, o que exige uma remuneração maior no mercado de capacidade.
- **Pagamento com base na disposição a pagar da demanda.** O fundamento principal da simulação quantitativa apresentada no capítulo 6 envolve uma abordagem pelo lado da demanda, que utiliza cálculos explícitos do valor da água (usando o custo do déficit oficial como dado de entrada) para estimar o montante do “missing money”
- **Pagamento fixo anual em forma de encargo.** De modo a minimizar a incerteza para o gerador da sua remuneração por capacidade, a proposta deste trabalho é fixar essa remuneração *ex ante* e mantê-la fixa ao longo do ano, o que diminui a exposição dos agentes à variabilidade hidrológica e ao balanço oferta-demanda
- **Uso de um mercado de capacidade para determinação de preços.** Embora a metodologia de cálculo do valor do produto lastro adotada neste trabalho tenha sido feita pela ótica do planejador central, o principal objetivo deste trabalho é oferecer

subsídios quantitativos para um eventual leilão, no qual os geradores teriam a oportunidade de competir entre si por uma quantidade pré-determinada de demanda por produto lastro.

Esta metodologia será apresentada no capítulo 5.

4 O MECANISMO DE CONFIABILIDADE DO BRASIL

Este capítulo apresenta os fundamentos do mecanismo de confiabilidade adotado pelo Brasil. Como descrito anteriormente, o mecanismo brasileiro incorre em uma junção dos produtos energia e lastro. Serão apresentados os conceitos principais, a metodologia de cálculo e, por fim, os problemas que tal mecanismo tem provocado no setor elétrico brasileiro, que motivaram o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, que será apresentada no capítulo seguinte.

4.1 GARANTIA FÍSICA (CONCEITUAÇÃO)

Um dos dois objetivos centrais no planejamento do setor elétrico é garantir a segurança de suprimento do sistema – o outro é alcançar modicidade tarifária. A segurança de suprimento é crucial para o pleno funcionamento e para a credibilidade do setor, na medida em que uma falha ou insuficiência de oferta de energia pode causar enormes prejuízos econômicos.

No Brasil, a segurança de suprimento tem como base dois pilares básicos:

- O primeiro pilar determina que 100% do consumo de energia no sistema deve estar coberto por contratos.
- O segundo pilar determina que 100% da energia vendida sob a forma de contratos deve estar lastreada por um certificado chamado garantia física. Ou seja, apesar de os contratos bilaterais de comercialização de energia serem instrumentos financeiros, eles devem ter um lastro físico garantindo a capacidade de geração da energia comercializada de maneira sustentável.

Dos dois pilares da segurança de suprimento, podemos concluir que o crescimento do consumo deverá estar sempre acompanhado de garantia de oferta suficiente, não só financeira, mas física (se a quantidade de lastro dos ofertantes estiver bem calculada). Isso porque todo megawatt-hora consumido no país está previsto em contrato e todo contrato possui lastro, ou garantia física, suficiente para respaldá-lo.

Do segundo pilar especificamente, concluímos que a garantia física é um valor crucial a ser calculado para cada gerador do sistema, pois é a quantidade máxima de energia que ele pode vender em contratos (já que 100% da energia comercializada em contratos deve ser respaldada por garantia física).

Portanto, a garantia física deve corresponder a uma quantidade de energia que o gerador deve ser capaz de produzir sustentavelmente, mesmo em condições adversas, para garantir a segurança de suprimento. Como se pode imaginar, essa quantidade de energia que pode ser produzida sustentavelmente em condições adversas é sujeita a diferentes interpretações, características do sistema, e pode ser determinada sob diferentes metodologias.

Por exemplo, se o critério para a determinação de garantia física é a capacidade de uma usina de prover energia em momentos de ponta de demanda, teríamos que a garantia física de usinas térmicas flexíveis, como uma termelétrica a óleo diesel, seria igual a toda a sua capacidade disponível (capacidade de geração total da usina tirando momentos de indisponibilidade). Por outro lado, sob uma metodologia mais próxima da brasileira, que engloba os conceitos de lastro e energia, uma usina como essa é “penalizada” em relação ao caso anterior, pois a sua contribuição em termos de energia é bastante limitada, já que devido a seu custo elevado, contribui em poucos momentos para a geração do sistema.

Outro exemplo é a determinação da garantia física de usinas renováveis, como as eólicas. Por não serem usinas despacháveis, isto é, por não poderem escolher os momentos em que vão gerar energia, pois são totalmente dependentes das condições naturais e sem possibilidade de armazenamento, essas usinas não possuirão garantia física relevante sob o critério de disponibilidade de atendimento à demanda de ponta (em alguns sistemas, o produto capacidade das eólicas é igual a zero). Por outro lado, sob a metodologia brasileira, o cálculo da garantia física dessas usinas leva em consideração a quantidade de energia que ela é capaz de gerar com 90% de probabilidade (critério conhecido como P90), o que leva a valores de garantia física bastante razoáveis (por exemplo, perto de 40%).

Em suma, a metodologia para o cálculo da garantia física pode levar em conta diferentes critérios e sua adequabilidade pode variar de sistema para sistema. No Brasil, por questão de simplicidade buscada ao se implementar os leilões em 2004, ela engloba os

produtos lastro e energia, para que se tivesse apenas um valor máximo que cada usina pudesse se comprometer a vender através de contratos. O próximo item apresenta em detalhe a solução brasileira para o cálculo das garantias físicas das usinas do sistema.

4.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

A solução brasileira para a determinação de uma quantidade de energia que cada usina pode gerar em momentos adversos foi dada basicamente através de uma ponderação na geração de cada usina pelos custo marginal de operação vigente no momento da geração. A intuição desse cálculo é que uma geração a um preço mais alto, ou seja, em uma situação de maior escassez do sistema, é mais valorizada do que uma geração em momento de pouca necessidade, e isso resulta em mais garantia física para a usina. A formulação básica para a determinação das garantias físicas é dada por:

$$GF_{Brasil} = \frac{\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t}{\mathbb{E}_t CMO_t} \quad (3)$$

para todo período $t = 1, 2, \dots, T$.

Onde

CMO_t Custo marginal de operação no período t

G_t Geração no período t

Dessa maneira, uma usina cujo perfil de geração possui correlação positiva com o custo marginal de operação possui garantia física maior do que a sua geração média. O contrário acontece para usinas cujo perfil possui correlação negativa com o custo marginal de operação (CMO).

Há diversas ressalvas a serem consideradas a respeito do emprego da formulação acima para o cálculo das garantias físicas. Em primeiro lugar, a fórmula introduzida na Portaria MME n. 258 de julho de 2008 para o cálculo oficial das garantias físicas no Brasil tem algumas diferenças sutis em relação à formulação apresentada em (3), que serão exploradas em mais detalhe no Anexo I. Além disso, na metodologia oficial a garantia física

das hidrelétricas é calculada conjuntamente em um único bloco, através da formulação apresentada, e depois é desagregada entre as usinas, em proporção à sua geração no período crítico, calculada pelo modelo MSUI de propriedade da Eletrobrás, que estima a contribuição de cada uma para esse valor total. Ainda um terceiro ponto é em relação às renováveis intermitentes, cuja garantia física é dada pelo P90 no caso da eólica (geração anual com 90% de ocorrência) e geração média no caso da solar. Finalmente, cabe observar que em março de 2016 o Ministério de Minas e Energia (MME) revisou a fórmula oficial para o cálculo das garantias físicas, o que resultou em uma discrepância ainda maior entre o resultado “ideal” representado na equação (3) e a formulação oficial (vide Anexo I para mais detalhes).

Apesar destas ressalvas, a formulação apresentada em (3) é a mesma adotada por ÁVILA et al. (2013a) e por CORREA CÉSAR (2015); e ela possui diversas propriedades intuitivas desejáveis. Em particular, visto que $\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t = GF_{Brasil} \cdot \mathbb{E}_t CMO_t$, observa-se que um gerador neutro ao risco é indiferente entre vender eletricidade no mercado spot (com receita esperada igual a $\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t$) ou receber um contrato de quantidade fixa e igual à sua garantia física e preço igual ao valor esperado do custo marginal de operação (receita igual a $GF_{Brasil} \cdot \mathbb{E}_t CMO_t$).

Apresentada a formulação para o cálculo das garantias físicas, os próximos passos compreendem caracterizar os passos da simulação realizada para a determinação desse valor – análogo ao procedimento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética para o cálculo do valor oficial.

4.2.1 Critério mestre: equilíbrio de mercado, ou $CMO = CME$

O primeiro passo para que se possa calcular as garantias físicas das usinas do sistema é determinar o equilíbrio entre oferta e demanda do mesmo. No equilíbrio de mercado, temos que o lucro daquele agente que representa a contribuição marginal para a expansão do sistema deve ser igual a zero (visto que outros agentes idênticos competiriam para entrar no mercado em seu lugar). Isto implica um equilíbrio entre os custos totais incorridos pelo agente e o custo marginal operativo:

$$CInv \cdot x + \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [CV_t \cdot G_t + CF_t \cdot x] = \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [CMO_t \cdot G_t] \quad (4)$$

Em outras palavras, em uma situação de equilíbrio de mercado, o custo marginal de operação médio é igual ao custo marginal de expansão, condição conhecida no setor elétrico brasileiro como “CMO = CME”. Observa-se ainda que o problema de maximização dos lucros dos agentes geradores somados aos excedentes dos consumidores é o dual do problema de minimização de custos totais do ponto de vista da sociedade. Desta forma, esta condição de igualdade imposta aos lucros do gerador marginal corresponde ao ótimo social para a decisão de expansão do sistema.

Em relação à segurança de suprimento do sistema, seria possível eleger diferentes critérios que visem garanti-la. Um exemplo comum é determinar um risco de déficit menor do que um valor estipulado. Este era o critério utilizado no Brasil até 2008, mais precisamente um risco de déficit menor do que 5%. Entretanto, com a publicação da Resolução CNPE nº 7 de julho de 2008, o critério de suprimento foi alterado para a igualdade entre o valor esperado do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão (ÁVILA et al., 2013b). Portanto, a igualdade dos custos marginais de operação e de expansão constitui não apenas a condição de equilíbrio entre oferta e demanda, mas, no Brasil, também o critério de confiabilidade da simulação que determina o cálculo das garantias físicas das usinas do sistema.

Para a convergência da simulação do sistema, assume-se uma oferta fixa (o parque de geração nacional previsto para o período simulado) e ajusta-se iterativamente a demanda até atingir o critério de confiabilidade. Mais especificamente, na simulação para a determinação das garantias físicas, o processo é considerado convergido quando pelo menos um subsistema atende ao critério de igualdade entre CMO e CME, dada uma tolerância (EPE, 2008).

4.2.2 Simulação estática

A simulação realizada para o cálculo das garantias físicas do sistema é estática, e não dinâmica. No caso particular da simulação estática, todos os anos se tornam idênticos, e ignoramos a taxa de desconto aplicada entre meses de um mesmo ano – o que é uma boa aproximação, especialmente quando a taxa de desconto é baixa e/ou há incerteza quanto ao mês inicial de entrada em operação da usina.

A utilização desse tipo de simulação se dá principalmente porque, na prática, dado que tanto a capacidade instalada do sistema quanto o custo marginal de operação variam ao longo do tempo, o cálculo da garantia física em uma simulação dinâmica implicaria em incontáveis premissas de alto grau de incerteza.

Portanto, uma prática recorrente da EPE é realizar o cálculo de garantias físicas do sistema fixando a capacidade instalada prevista para um dado ano. Por exemplo, ao se calcular a garantia física das usinas participantes do leilão A-5 de 2015, realiza-se uma simulação estática com a capacidade do sistema prevista para 2020. Para se dar mais robustez aos resultados (capturando a variabilidade hidrológica), são utilizadas cinco repetições do ano simulado para os cálculos das garantias físicas (EPE, 2008).

Portanto, para se determinar a geração de uma usina em cada período de um ano específico (a discretização temporal é mensal), utiliza-se este tipo de simulação iterativamente até se chegar ao critério $CMO = CME$ descrito na subseção anterior. Posteriormente, pode-se calcular as garantias físicas através da Equação X apresentada no início da seção, dado que se terá tanto o CMO quanto as gerações individuais em cada mês. Essa é uma explicação simplificada do procedimento feito no Brasil. Para mais detalhes, ver EPE (2008) e ÁVILA et al. (2013b).

4.3 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO NO BRASIL: OS LEILÕES E A COMERCIALIZAÇÃO UNIFICADA DOS PRODUTOS ENERGIA E LASTRO

Atualmente, a expansão da capacidade de geração do Brasil é feita através de leilões de energia nova. A demanda por energia desses leilões é definida descentralizadamente pelas distribuidoras de energia elétrica, que devem fazer projeções do consumo. Em acórdância

com os dois pilares da segurança de suprimento apresentados no início deste capítulo, a quantidade vendida pelos geradores participantes do leilão é limitada pela garantia física conferida a eles.

O mecanismo de leilões do Brasil, desenhado na primeira metade da década de 2000, refletia o objetivo do novo modelo setorial pós-acionamento de 2001, que era assegurar a entrada de nova capacidade de geração que garantisse a segurança de suprimento. Capacidade esta medida sob a forma de garantia física. Portanto, em outras palavras, a segurança de suprimento estaria garantida se a soma de garantia física contratada no ano exceder o consumo previsto para o mesmo.

Entretanto, diferentemente do lastro, que se refere à capacidade física de suprimento de energia (produto confiabilidade, cujo pagamento se justifica para *motivar a existência* do agente capaz de garantir a segurança de suprimento), o contrato de energia é um instrumento puramente financeiro, que tem como objetivo reduzir o risco de exposição à volatilidade dos preços de curto prazo do mercado de energia – tanto para o gerador (exposição a preços baixos) quando ao consumidor (exposição a preços altos).

Portanto, energia e lastro são produtos diferentes, que em tese poderiam ser comercializados separadamente. Porém, esses produtos foram unificados na introdução do novo modelo setorial brasileiro, por dois motivos principais. O primeiro era garantir simplicidade ao processo, pois a distinção de dois produtos separados poderia ocasionar uma complexidade a mais indesejada. O segundo era diminuir o risco dos investidores, pois o contrato de longo prazo garantiria uma renda constante, que daria mais segurança aos mesmos e também facilitaria o financiamento.

Conseqüentemente, a união dos produtos energia e lastro foi uma medida compreensível e que produziu resultados satisfatórios, dado o sucesso do processo de leilões de energia nova brasileiros e a expansão da capacidade do país sem problemas de segurança de suprimento desde então.

Entretanto, mais de uma década após a implementação deste modelo, há efeitos adversos decorrentes do desenho do mesmo, motivando a busca por alternativas. A próxima seção trata desses efeitos adversos no mercado brasileiro.

4.4 EFEITOS ADVERSOS DA UNIFICAÇÃO DOS PRODUTOS ENERGIA E LASTRO

Como comentado na seção anterior, a unificação do processo de contratação dos produtos energia e lastro foi coerente com o momento que o Brasil vivia. Entretanto, mais de 10 anos após a implementação, é possível identificar efeitos adversos da mesma, o que motiva a busca por alternativas ao modelo. As principais desvantagens do “pacote” que une os produtos são:

- A oferta de contratos de longo prazo é mais adequada para as distribuidoras, que definem as suas demandas para os leilões, do que para os consumidores livres, que contratam energia bilateralmente com geradores e normalmente não estão interessados em contratos de mais longo prazo. Isso contribuiu para que o mercado regulado (distribuidoras) contribuísse de forma desproporcional para a expansão do sistema no Brasil: o mercado livre (consumidores livres) beneficiou-se da nova capacidade viabilizada desta forma sem oferecer compromissos na mesma proporção.
- Dado que os contratos de suprimento necessitam de um respaldo de lastro físico de geração, baseado na garantia física, como apresentado no segundo pilar ao início do capítulo, isso limitou a participação no mercado de agentes financeiros como bancos e comercializadoras. Por sua vez, isso diminuiu a competição e a flexibilidade dos contratos, além da liquidez do mercado de energia, dificultando que o mercado brasileiro atingisse a maturidade. Com um mercado de lastro separado, garantindo a segurança de suprimento do sistema, o mercado de energia poderia abrigar contratos e instrumentos financeiros mais sofisticados, aumentando o seu nível de competição e produtividade. Dessa forma, seria possível que os contratos de energia cumprissem seu papel de ser tão somente um instrumento de *hedge* financeiro entre geradores e consumidores, não envolvendo uma característica física, comercializada separadamente sob a forma de lastro. Portanto, isso contribuiu para um nível incipiente de comercialização de energia no Brasil, o que é desvantajoso para a eficiência desse mercado.
- A obrigação das distribuidoras de gerir os contratos dos leilões gerou uma alocação de riscos desproporcional entre os agentes geradores e consumidores. Isso porque os

contratos alocam poucos riscos aos geradores, que em geral possuem uma receita garantida, e faz com que as distribuidoras tenham que contratar, com anos de antecedência (os principais leilões do Brasil são organizados de 3 a 5 anos antes do início do suprimento), energia para pelo menos 20 anos. E, além disso, as distribuidoras são responsáveis por definir as suas demandas futuras para a organização dos leilões, o que é um processo que envolve um considerável grau de incerteza. Uma mostra do resultado prejudicial desse mecanismo para as distribuidoras está ocorrendo em 2016, em que, devido a uma queda no consumo decorrente principalmente da desaceleração econômica do país não prevista, as distribuidoras encontram-se sobrecontratadas, muitas em mais de 110%, sendo que a o repasse nas tarifas aos consumidores só pode ser de um valor relativo a 105% da demanda. Portanto, as distribuidoras têm de lidar financeiramente com essas questões devido a uma alocação de riscos demasiadamente desfavorável.

- Em um tema que diz respeito a diversos dos tópicos listados acima, uma discussão de grande interesse e extremamente atual para o setor elétrico é a possibilidade de livre escolha do fornecedor de energia para os pequenos consumidores. Este tema tem sido objeto de projetos de lei (“projeto de lei da Portabilidade” - PL 1917/2015), e de fato é uma tendência de mercados mais desenvolvidos, mas ele cria dificuldades significativas no que diz respeito à gestão dos passivos das distribuidoras à medida que seu contrato decresce, bem como na alocação de responsabilidades para garantir a expansão adequada do sistema. Não há boas soluções para este problema se for mantido o “casamento” dos produtos energia e lastro, enquanto a separação desses produtos permite que a contratação de lastro seja feita de forma centralizada de modo a garantir a segurança de suprimento do sistema.

A separação dos produtos energia e lastro, portanto, teria como principais benefícios garantir mais eficiência ao mercado de energia brasileiro, permitindo uma maior competição na contratação nos mercados livre e regulado; possibilitando a atuação de agentes financeiros e a presença instrumentos mais sofisticados, gerando mais eficiência e liquidez na comercialização da energia (fazendo que os contratos de energia sirvam ao seu real propósito); e permitindo uma alocação de riscos mais equilibrada entre geradores e

distribuidoras, pois estas teriam a possibilidade de firmarem contratos com mais flexibilidade no mercado de energia.

Ressalta-se que, através do produto lastro, os geradores receberiam uma remuneração fixa devido à segurança de suprimento que eles proporcionam ao sistema – garantindo não apenas a segurança do sistema mas uma remuneração estável aos geradores, além do mercado de energia, e facilitando questões como financiamento. Além disso, em relação à financiabilidade dos projetos e exposição dos geradores, é importante destacar que eles não estariam totalmente expostos às altas variações dos preços de energia típicas do mercado brasileiro, pois seria possível firmar contratos de energia. E, com um mercado mais líquido e sofisticado, a tendência é que os geradores tenham muitas alternativas em vez de ficarem expostos aos preços de curto prazo.

Soma-se a todos esses efeitos adversos decorrentes da comercialização conjunta dos produtos energia e lastro, o momento vivido pelo Brasil. Quinze anos após o racionamento de 2001, o país se encontra em uma situação muito diferente, com suas distribuidoras de energia elétrica sobrecontratadas e excesso de oferta no sistema. Portanto, a separação da comercialização da energia e do lastro não apenas é conceitualmente coerente, pois de fato tratam-se de dois produtos distintos, como resolve problemas decorrentes dessa união e, por fim, nos encontramos em um momento ideal para essa mudança, no qual o sistema não enfrenta problema de segurança de suprimento. O próximo capítulo apresenta a metodologia proposta neste trabalho para a separação dos dois produtos.

5 PROPOSTA DE CÁLCULO DO VALOR E DA QUANTIDADE DO PRODUTO LASTRO

Esta seção apresenta uma proposta para o cálculo do valor do produto lastro que permitiria uma remuneração adequada aos geradores, alinhada com a contribuição de cada um deles para a segurança do sistema. Através da metodologia, será calculado tanto o valor ótimo para produto capacidade do sistema quanto a real contribuição firme de diferentes geradores para o mesmo.

Algumas características desejáveis para uma metodologia de cálculo do produto lastro aplicável ao caso brasileiro são como seguem:

- **Fundamentos de mercado como principal ponto de partida:** Este é um critério óbvio, mas importante de ser ressaltado. O desenho de mercado de eletricidade envolve intrinsecamente a ideia de se construir sinais de preços coerentes para que os agentes tomem de forma descentralizada as decisões que resultarão em um equilíbrio ótimo para o sistema.
- **Compatibilidade com implementações internacionais:** é desejável poder contar com a rica experiência de outros países que já avaliaram a fundo e/ou implementaram diferentes alternativas de mercados de confiabilidade no passado. Para isto, é desejável construir uma metodologia que seja minimamente compatível com a literatura internacional, e buscar traçar paralelos entre a implementação proposta e as alternativas clássicas discutidas na Seção 3.2.
- **Familiaridade para agentes brasileiros:** agentes do setor elétrico podem oferecer grande resistência a qualquer mudança no marco regulatório, já que usualmente haverá custos de adequação às novas regras e as consequências em termos de ganhadores e perdedores podem ser imprevisíveis. De maneira a mitigar estas preocupações, é desejável que a nova metodologia tenha pontos em comum com o critério atualmente vigente no Brasil de cálculo de garantias físicas e alocação de produto lastro e energia conjuntamente (mas sem ferir o primeiro princípio).
- **Extensibilidade para implementações de mercado:** embora um dos principais objetivos deste exercício numérico seja chegar em uma estimativa para o valor

absoluto do produto capacidade, cada vez mais países têm optado por determinar o preço do produto capacidade por meio de mecanismos de mercado e não cálculos centralizados. Com isto, é interessante que a metodologia possa ser estendida facilmente para que possa ser utilizado nesse contexto de alocação de produto capacidade a diferentes agentes de forma competitiva.

Vale recordar que, conforme apresentado na seção 4.2, os agentes do setor elétrico brasileiro já estão acostumados com o conceito de “garantia física” dos agentes de geração, calculada a partir dos resultados de uma simulação estática de um mercado equilibrado e com base na seguinte razão:

$$GF_{Brasil} = \frac{\mathbb{E}_t CMO_t \cdot G_t}{\mathbb{E}_t CMO_t} \quad (5)$$

Nas próximas subseções vamos construir uma metodologia análoga para a determinação de um *produto lastro* (separado do produto energia) para os agentes geradores, de modo a garantir a remuneração adequada desses agentes e assim oferecer sinais adequados à expansão.

5.1 PRINCÍPIO BASE

5.1.1 Uso de sistema equilibrado

Como também apresentado na seção 4.2, temos que a expansão ótima do sistema é dada na situação de equilíbrio entre os custos totais incorridos pelo agente e o custo marginal operativo:

$$CInv \cdot x + \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [CV_t \cdot G_t + CF_t \cdot x] = \sum_{t \in VU} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot [CMO_t \cdot G_t] \quad (6)$$

É importante recordar essa condição e a equação acima pois ela é a base para a aplicação da metodologia, que pressupõe o equilíbrio entre os custos marginais de operação (fonte de receitas) e de expansão (custos) (critério CMO = CME).

Assim como é feito para o cálculo de garantias físicas no Brasil, a simulação realizada para se determinar as garantias físicas e o valor econômico do produto lastro no presente trabalho é estática, ou seja, todos os anos são idênticos e ignora-se a taxa de desconto aplicada entre meses. Dessa maneira, a expressão de igualdade do sistema equilibrado, apresentada na subseção 5.1 passa a ser (onde o índice t passa a representar períodos representativos do ano):

$$\sum_{t \in \text{ano}} [CMO_t \cdot G_t] = CInv \cdot x + \sum_{t \in \text{ano}} [CV_t \cdot G_t + CF_t \cdot x] \quad (7)$$

Observa-se que, partindo do princípio que o sistema está equilibrado e transformando a expressão do lado direito de (7) na representação equivalente para uma simulação estática, temos que o valor “correto” que deve remunerar ao agente é igual a $E_t CMO_t \cdot G_t$. Este é o valor que torna o investimento em nova geração viável, mas não permite que o gerador extraia lucros extraordinários do mercado.

5.1.2 Preços-teto e a remuneração adicional pelo produto lastro (“missing money”)

Entretanto, em um mercado que aplica preços-teto, os agentes são remunerados no mercado spot de acordo com o preço spot do mercado de energia PLD_t no lugar de CMO_t – sendo que $PLD_t < CMO_t$ em períodos de CMO_t elevado (devido à existência de um preço-teto). Conseqüentemente, um gerador que fosse remunerado exclusivamente pelo mercado de energia, dado que sua receita seria de apenas PLD_t , verificaria que a decisão de investimento x^* que levava ao equilíbrio exato entre receitas e despesas na representação da equação (7) já não é mais viável economicamente para o agente privado.

Observa-se, entretanto, que o problema de minimização de custos totais permanece inalterado, e portanto a expressão apresentada no item anterior ainda permanece válida do ponto de vista da sociedade (planejador central). Conseqüentemente, caso o agente mudasse sua decisão de expansão devido ao uso do PLD_t no lugar de CMO_t para remuneração do produto energia, isto levaria a uma decisão de expansão diferente da ótima social. Desse modo, para que o gerador receba a remuneração que respeite a condição de equilíbrio CMO

= CME, ele deve receber adicionalmente o seguinte montante de “missing money”, referente ao que ele gera nos momentos em que o PLD é diferente do CMO:

$$MM = \sum_{\tau \in VU} \frac{1}{(1+r)^\tau} \cdot [CMO_t \cdot G_t] - \sum_{\tau \in VU} \frac{1}{(1+r)^\tau} \cdot [PLD_t \cdot G_t] \quad (8a)$$

$$MM = \sum_{\tau \in VU} \frac{1}{(1+r)^\tau} \cdot [(CMO_t - PLD_t) \cdot G_t] \quad (8b)$$

$$MM_{estático} = \mathbb{E}_t[(CMO_t - PLD_t) \cdot G_t] \quad (8c)$$

Portanto, o resultado da expressão acima equivale exatamente ao que o mercado com preço-teto não remunera ao gerador que realizou os custos de expansão de maneira ótima sob o ponto de vista social. Ao mesmo tempo, ressalta-se que essa geração é vital para a segurança do sistema e atendimento da demanda. Dessa maneira, e entendendo a racionalidade para a existência do preço-teto, o presente trabalho propõe uma remuneração fixa para os geradores pela disponibilidade de prover essa energia, considerando-a o pagamento pelo *produto lastro* oferecido pelo gerador.

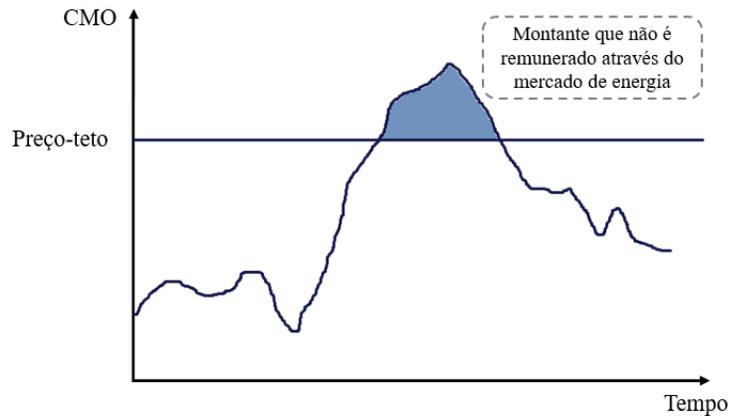


Figura 4 – Momentos em que o mercado de energia não é capaz de remunerar totalmente os agentes. Fonte: elaboração própria

5.1.3 Valor econômico do produto lastro

Conhecendo o montante agregado do “missing money” para cada agente do sistema, o passo seguinte seria determinar preços P e quantidades Q para o produto lastro de tal forma que, para qualquer agente, tenhamos $MM = P \cdot Q$. Uma forma de prosseguir a partir daqui é utilizar o princípio econômico do preço único (“law of one price”), que determina que para que o mercado resulte em uma alocação ótima, bens idênticos devem ter preços idênticos. Podemos utilizar este princípio para argumentar que o “produto lastro” oferecido por todos os agentes do sistema deve ser remunerado de acordo com um preço único, visto que trata-se do valor da segurança de suprimento para o sistema.

O próximo passo, conseqüentemente, é determinar o preço pago pelo produto lastro. Podemos para isto utilizar o balanço pelo lado do consumidor, visto que (i) o consumidor é responsável por remunerar todos os agentes de mercado de acordo com o seu “missing money” calculado na seção anterior; e (ii) a quantidade total de produto lastro contratada é função da demanda de equilíbrio do sistema, e portanto pré-definida. Temos assim:

$$P^* = \frac{\sum_i MM_i}{DPL} = \frac{1}{DPL} \mathbb{E}_t \left[(CMO_t - PLD_t) \cdot \sum_i G_{ti} \right] \quad (9)$$

Utilizaremos aqui um artifício para alcançar uma formulação com boas propriedades: definiremos a quantidade demandada de produto lastro para o sistema da forma apresentada em (10a). Na seção 5.2.1, exploraremos mais a fundo as propriedades interessantes desta formulação e razões pelas quais ela foi escolhida – embora em princípio fosse possível fazer uma representação consistente para outra escolha de quantidade demandada de produto lastro (que fosse determinada em função da demanda crítica e parâmetros do sistema em equilíbrio). Substituindo (10a) na equação (9), chegamos assim ao valor econômico do lastro, medido em R\$/MWh e apresentado em (10b):

$$DPL = \frac{\sum_{t \in ano} [(CMO_t - PLD_t) \cdot \sum_i G_{ti}]}{\sum_{t \in ano} [CMO_t - PLD_t]} \quad (10a)$$

$$P^* = \mathbb{E}_t(CMO_t - PLD_t) \quad (10b)$$

Com esta metodologia proposta, portanto, P^* é o preço do produto lastro que representa o “valor” da confiabilidade para o sistema, avaliado pelo lado da demanda. Destaca-se que esse não é o preço final do produto, que, como será tratado em mais profundidade, o presente estudo defende que deve ser obtido através de um mecanismo de mercado, mas é um valor econômico de referência e único para o sistema, que permite o cálculo adequado das quantidades de produto lastro para cada agente.

5.1.4 Quantidades de produto lastro por agente

Finalmente, a última etapa do nosso procedimento é calcular uma nova *quantidade* para cada gerador do sistema, que tomaria um papel similar à garantia física no modelo atual e que denominaremos de “produto lastro” (PL). O recálculo desta quantidade, que representa uma nova forma de se determinar a contribuição de cada agente para a confiabilidade do sistema, é necessário para atender às duas condições impostas pela metodologia proposta: (i) a remuneração de cada agente individual deve ser personalizada e igual ao seu “missing money”, e (ii) o preço do produto lastro é universal para todo o sistema. Podemos assim garantir sinais adequados à expansão do sistema calculando o produto lastro¹ alocado a cada agente individual por meio da razão entre a remuneração “ideal” por produto lastro de cada agente e o preço desse produto:

$$PL_i = \frac{MM_i}{P^*} \quad (11a)$$

$$PL_i = \frac{\mathbb{E}_t[(CMO_t - PLD_t) \cdot G_t]}{\mathbb{E}_t(CMO_t - PLD_t)} \quad (11b)$$

Onde:

PL_i Produto lastro para o gerador i

¹ O resultado da expressão é dado em termos de energia em vez de potência, entretanto calcula-se implicitamente a potência necessária para se gerar o determinado montante de energia em um ano (medida conhecida no Brasil como megawatt-médio).

MM_i “Missing money” para o gerador i

P^* Preço de equilíbrio da remuneração do lastro para o sistema

Observa-se a similaridade profunda entre a expressão (11b) e a fórmula de cálculo da garantia física apresentada em (5). Comparado ao cálculo da garantia física, o cálculo do produto lastro com a metodologia proposta restringe-se unicamente aos períodos em que o CMO é diferente do PLD – isto é, aos períodos em que a remuneração do agente pelo mercado de energia exclusivamente é menor do que deveria ser para oferecer o incentivo adequado à expansão. Existe uma relação íntima entre esse cálculo e a contribuição do gerador para a confiabilidade do sistema, visto que é nos momentos de escassez (CMO próximo do custo de déficit) que o numerador tem maior magnitude. Em suma, a metodologia proposta busca não apenas definir um valor exclusivamente para o produto lastro separado do produto energia, como também uma nova distribuição de produtos lastro (análogos à garantia física atual) que reflita a contribuição para a segurança do sistema no momento em que este necessita dessa capacidade (e o mercado de energia apenas não é capaz de remunerá-la). Utilizamos para isto como hipótese fundamental que temos a possibilidade de representar um sistema “equilibrado” entre oferta e demanda, no qual o benefício agregado dos geradores para o sistema é dado pelo custo marginal da energia – o que nos permite construir uma abordagem econômica fundamentada no equilíbrio entre oferta e demanda e contribuições marginais das usinas em termos de bem-estar para a sociedade.

Ressalta-se ainda que tanto o produto lastro quanto a sua remuneração são determinados de forma separada à remuneração associada ao produto energia, diferentemente de como acontece no Brasil atualmente. Consequentemente, esta abordagem seria adequada para uma separação dos produtos energia e lastro, o que traria ao setor os benefícios listados na seção 4.4.

5.2 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

5.2.1 Demanda por produto lastro

Na metodologia atualmente aplicada no Brasil, a quantidade de garantia física que deve ser adquirida pelas distribuidoras é igual à sua demanda anual média. Esta é uma abordagem natural para um sistema em que a geração hidrelétrica é predominante, visto que as situações de escassez estão muito mais associadas a uma insuficiência de *energia* que a uma insuficiência de *capacidade*. Em países predominantemente termelétricos, entretanto, é comum que a demanda de produto lastro a ser contratada seja igual à demanda de ponta, isto é, ao valor máximo anual no lugar do valor médio.

Visto que a metodologia proposta no item 5.1 para o cálculo do valor do produto lastro é genérica, cabe questionar qual seria a quantidade de produto lastro que deveria ser considerada pelo lado da demanda. A resposta é que, para que o mercado de produto lastro leve a um equilíbrio ótimo entre oferta e demanda, a demanda por produto lastro deve ser calculada de forma análoga à oferta:

$$DPL = \frac{\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_t - PLD_t) \cdot \sum_i G_{ti}]}{\sum_{t \in \text{ano}} [CMO_t - PLD_t]} \quad (12)$$

É interessante notar que a demanda por produto lastro depende da *correlação* entre a demanda e a diferença $CMO_t - PLD_t$. Intuitivamente, em um mercado térmico em que os déficits de ponta são os mais relevantes para o sistema, virtualmente todos os eventos de escassez (em que o custo marginal é superior ao PLD devido ao PLD teto) ocorrerão nas horas de demanda máxima anual, e portanto a demanda por produto lastro será muito próxima à demanda de ponta. Por outro lado, a situação do sistema elétrico brasileiro, em que a demanda por produto lastro é muito próxima da demanda média, é consistente com a hipótese de que os eventos de escassez são *independentes* do nível de demanda D_t .

É de se esperar que este refinamento no cálculo da demanda por produto lastro não resulte grandes alterações na metodologia atual para o Brasil. Entretanto, verifica-se com isso que a metodologia é facilmente extensível, e pode ser aplicada inclusive para o conceito de garantia de ponta no sistema brasileiro.

5.2.2 Metodologia para a simulação determinadora do produto lastro

Visto que a simulação estática adotada para o cálculo do preço e quantidades do produto lastro é de natureza muito similar à simulação atualmente adotada para cálculo das garantias físicas dos agentes, entende-se que a familiaridade da implementação para os agentes do setor seria um importante ponto positivo da metodologia proposta.

Entretanto, cabe considerar que um dos principais objetivos da simulação de produto lastro é determinar o “missing money” dos agentes – isto é, a parcela da sua remuneração ideal que não é recebida no mercado de energia. Para isso, seria ideal replicar da melhor forma possível a metodologia adotada pelo operador do sistema, que é efetivamente utilizada no cálculo dos preços spot. Na prática, existem diferenças entre as bases utilizadas na operação e no planejamento (que inclui o cálculo de garantias físicas), e a adoção de critérios *ad hoc* de segurança de suprimento pode resultar em discrepâncias ainda maiores entre os preços estimados e os efetivamente observados no sistema.

Cabe observar, entretanto, que seria bastante simples refinar a metodologia de cálculo do produto lastro para levar este tema em consideração – visto que é possível determinar de forma absolutamente independente (i) o critério que garante que a oferta e demanda do sistema estão em equilíbrio (planejamento) e (ii) o critério de otimização para determinação das distribuições de probabilidades da geração, CMO, e PLD (operação). Adicionalmente, como a recomendação deste trabalho é fazer a alocação e precificação do produto capacidade por meio de um leilão, os próprios geradores seriam responsáveis por estimar sua receita pelo mercado de energia; e esta estimativa estaria incorporado em suas ofertas de lastro.

5.2.3 Aversão ao risco do investidor

Cabe observar que a metodologia apresentada na seção 5.1 utilizou como ponto de partida a premissa de que os agentes são neutros ao risco – o que permitiu a determinação do equilíbrio econômico financeiro para os investidores em nova geração utilizando apenas o valor esperado dos preços spot. Esta não é uma limitação intrínseca do modelo, entretanto: o principal fundamento utilizado é que a remuneração por lastro de cada agente deve ser idêntica ao “missing money” calculado de modo a equilibrar os custos totais do agente

(investimento, custos fixos e custos variáveis) com suas receitas totais (por produto energia e por produto lastro), de tal modo a tornar o investimento economicamente viável mas sem conferir ao agente um lucro extraordinário. Caso o agente seja avesso ao risco, isto significa que ele subvalorizaria as suas receitas no mercado de energia, o que faria com que ele exigisse uma remuneração maior pelo produto lastro de modo a atingir o equilíbrio econômico-financeiro.

Em muitas implementações de economia, a consideração de que as empresas são aproximadamente neutras ao risco pode ser uma boa aproximação, respaldada pelo fato de que de maneira geral as firmas teriam a possibilidade de comercializar ativos (tais como contratos de suprimento de energia) que lhe permitiriam minimizar sua exposição ao risco. Cabe observar ainda que, com a proposta de separação do produto lastro do produto energia, o mercado de contratos de energia pode passar a ser inteiramente voluntário, com livre negociação entre os agentes e sem a imposição de qualquer tipo de limite à comercialização (ao passo que hoje agentes que assumem uma posição vendida em energia em um montante acima da sua garantia física estão sujeitos a penalidades).

Em princípio, a proposta deste trabalho é de uma separação de produtos energia e lastro que fosse compatível com a desregulação completa do mercado de energia, deixando que os próprios agentes se organizassem por meio de forças de mercado. Entretanto, devido ao elevado custo social de que alguma falha de mercado leve a expansão insuficiente ou custos de contratação excessivamente altos para o produto lastro, propõe-se uma transição mais gradual que dá ao governo o papel de facilitador de contratações no mercado de energia. Esta proposta é discutida na seção a seguir.

5.2.4 Leilões para alocação de contratos de energia e lastro

Visto que atualmente não existe a possibilidade de comercialização separada dos produtos energia e lastro no Brasil, todos os leilões de energia implicam em uma venda tanto de energia quanto de lastro por parte dos geradores. A separação dos dois produtos permite, em teoria, que o planejador do sistema organize leilões centralizados para a contratação do

produto lastro *exclusivamente*, deixando a negociação do produto energia a critério do mercado.

Entretanto, como observado na seção 3.2, se o mercado de contratos no Brasil não for suficientemente maduro para permitir que os agentes diversifiquem seu risco no mercado de energia de forma adequada, os investidores podem subvalorizar a sua remuneração esperada no mercado de energia. Isto poderia resultar em uma expansão mais cara para o sistema, visto que os geradores buscariam complementar sua remuneração com produto lastro para tornar-se viáveis.

Uma possível solução para este problema seria realizar *leilões facilitadores* para comercialização do produto energia de forma concomitante aos leilões de produto lastro. Desta forma, agentes avessos ao risco interessados em investir na expansão do sistema teriam a possibilidade de adquirir contratos de longo prazo de produto energia para estabilizar seu fluxo de caixa. Esses leilões facilitadores seriam de natureza muito diferente dos leilões de lastro e dos leilões de energia atuais: em primeiro lugar, não haveria qualquer tipo de obrigação para que as distribuidoras contratassem a totalidade da sua demanda neste tipo de leilão, visto que a contratação antecipada de lastro é suficiente para garantir a segurança de suprimento do sistema. Consequentemente, os leilões facilitadores seriam voluntários tanto para a oferta quanto para a demanda, permitindo que os agentes ajustem suas posições de risco da maneira que preferirem.

Embora os leilões facilitadores não sejam objetivo central deste trabalho, eles fazem parte da proposta de separação entre os produtos lastro e energia como forma de comercialização dos produtos.

6 ESTUDO DE CASO

Este capítulo coloca em prática a metodologia descrita na seção anterior. Foi feita uma simulação estática do sistema elétrico brasileiro utilizando o *software* SDDP, de propriedade da PSR Consultoria. O SDDP é um *software* de otimização estocástica da operação de sistemas hidrotérmicos com representação individualizada de suas usinas. É utilizada Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) e um modelo estatístico auto-regressivo para a criação de cenários futuros de vazões (PEREIRA e PINTO, 1991; PSR, 2016).

A configuração do sistema empregada na simulação foi virtualmente a mesma utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para determinação das garantias físicas do sistema à época da realização do leilão A-5 de 2015. Dessa forma, o sistema simulado é o esperado para estar instalado em 2020.

Uma diferença entre a simulação realizada pela EPE e a simulação desse estudo é que a EPE utiliza o modelo de otimização NEWAVE, desenvolvido pelo ONS, em vez do SDDP, desenvolvido pela PSR. A principal diferença metodológica entre os dois é que o NEWAVE agrega todas as usinas hidrelétricas dos subsistemas brasileiros (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), criando quatro reservatórios equivalentes, enquanto o SDDP permite o tratamento das usinas do sistema de forma individualizada. Isso não apenas proporciona mais precisão como também poupa o trabalho de desagregação posterior para a determinação das garantias físicas das usinas hidrelétricas.

6.1 CÁLCULO DO SISTEMA EM EQUILÍBRIO

Como explicado anteriormente, para o sistema estar em equilíbrio econômico, o seu custo marginal de operação médio deve ser igual ao seu custo marginal de expansão. O CME do sistema brasileiro é periodicamente calculado pela EPE, sob metodologia descrita em EPE (2016). O CME utilizado para o caso base das simulações deste trabalho será o publicado pela EPE em fevereiro de 2016, de R\$193/MWh (EPE, 2016).

Como também mencionado previamente, o sistema já tem a sua configuração de usinas definida para o ano a ser estudado (2020), seguindo o estipulado pela EPE. Além disso, trata-se de uma simulação estática, ou seja, a operação do sistema é simulada sequencialmente com as características do mesmo ano.

A otimização estocástica é realizada com 1200 cenários, no qual cada um possui diferentes condições hidrológicas (variável aleatória), determinadas a partir da metodologia estatística inerente ao modelo, que gera séries sintéticas de hidrologia baseadas nos dados históricos de vazões no sistema. Ressalta-se que esse é o mesmo número de séries utilizado pela EPE na determinação das garantias físicas das usinas atualmente.

Dado que a configuração das usinas instaladas no sistema é fixa, para se alcançar o custo de operação médio de R\$193/MWh, ajustou-se a demanda através de seguidas iterações, aplicando sobre ela um fator multiplicador que foi variado até encontrar-se esse preço de equilíbrio. Ressalta-se que cada uma dessas iterações implica em uma rodada completa do SDDP. Como se trata de um problema de otimização estocástica de grande porte, a convergência ao preço desejado demandou várias rodadas, realizadas sob o ambiente de *cloud computing*, que contou com 400 mega processadores trabalhando remotamente em paralelo em cada uma delas.

Outro ponto importante a ser destacado é que a simulação estática realizada possui 15 anos de horizonte e, de forma a se capturar uma situação de estado estacionário, no qual o sistema está equilibrado, apenas os cinco anos centrais são considerados para a análise. Essa abordagem se dá pelo fato de, durante os anos iniciais, o sistema ainda estar caminhando para o equilíbrio (efeito dos volumes iniciais dos reservatórios) e, ao fim do horizonte, sem a necessidade de se planejar estoque futuro de água nos reservatórios para os períodos seguintes, a operação do sistema esvazia drasticamente os reservatórios (a utilização de anos adicionais é uma prática comum em PDDE). O gráfico abaixo ilustra os custos marginais de operação médios anuais obtidos na última simulação (que convergiu para o preço médio de aproximadamente R\$ 193/MWh), e destaca o período utilizado nas análises.

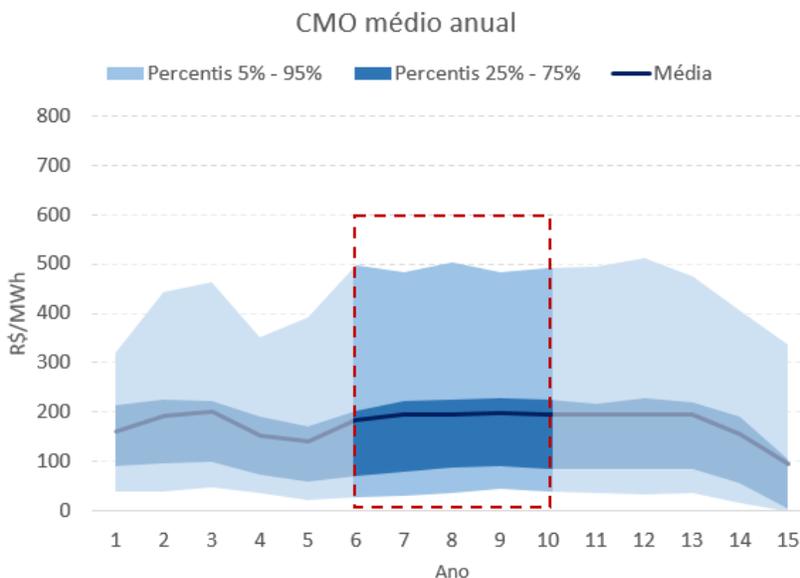


Figura 5 – CMO médio anual da simulação e percentis. Fonte: elaboração própria.

No início do presente capítulo, afirmou-se que a configuração do sistema era *virtualmente* igual à estipulada pela EPE. Na realidade, a única diferença foi a adição de duas usinas hipotéticas renováveis de 1 MW, sendo uma eólica e uma solar. Essas usinas foram inseridas no subsistema Nordeste, com características técnicas e padrões de geração (fator de capacidade, sazonalidade), típicos de usinas da região (as características serão melhor descritas ao se avaliar usinas individualmente na subseção 6.2.2). A adição dessas usinas se deu pelo fato de a configuração da base de dados da EPE – utilizada como base para esse estudo – agrupar as usinas renováveis em um mesmo bloco de geração, o que inviabilizaria o cálculo das garantias físicas individuais de usinas renováveis, um dos interesses centrais do trabalho. Ressalta-se que, obviamente, essas capacidades de 1 MW são insignificantes para alterar o equilíbrio do sistema, não representando, portanto, nenhum ônus ao processo.

6.2 CASO BASE: CAPTURANDO O VALOR ECONÔMICO DA ESCASSEZ

O SDDP fornece os resultados detalhados de operação do sistema para cada um dos 1.200 cenários simulados, tais como o custos marginais de operação e a geração individual de cada usina em todos os intervalos de tempo estipulados no horizonte. No caso, como a

discretização é mensal, os resultados são determinados para 12 períodos na operação de cada ano. Como são utilizados os cinco anos centrais, isso resulta em 60 períodos ao todo.

Empregando a metodologia proposta no trabalho, foi calculado, para todos os períodos, em todos os cenários ($1.200 \times 60 = 72.000$ observações) a diferença entre CMO e PLD*. Após isso, extraiu-se a média (ou o valor esperado) dessa diferença, que segundo a metodologia proposta neste estudo é o valor econômico do produto lastro.

Neste caso base, utilizaremos a nomenclatura PLD* em vez de PLD, pois o preço do mercado de energia apresentará duas diferenças significativas em relação ao que é praticado hoje no Brasil:

- Preço-piso: não será considerado no caso base um piso para os preços de energia, diferentemente de como é feito hoje no Brasil, em que o mercado de energia possui um preço mínimo de R\$30,25/MWh.
- Preço-teto: O preço-teto considerado será de R\$1000,00/MWh em vez dos R\$422,56/MWh praticados atualmente no Brasil. Isso se deve ao fato de o preço-teto no Brasil atualmente estar artificialmente baixo, abaixo do custo variável unitário de boa parte das usinas térmicas, o que causa grande distorção nos sinais de preço do mercado de energia.

A razão para esses ajustes nas regras dos preços do mercado de energia é retirar características particulares do mercado brasileiro que causam distorções adicionais na determinação do valor econômico do produto lastro. Como levantado no item 3.2, uma das principais motivações para a introdução de mecanismos de confiabilidade no mundo é o surgimento de um “missing money” devido ao estabelecimento de um preço-teto abaixo do valor de escassez da energia (o que é verdadeiro mesmo para o preço-teto de R\$1000,00/MWh, visto que o custo do déficit usado nas simulações da EPE é de R\$3250,00/MWh). Dessa forma, ignorando algumas idiosincrasias do sistema brasileiro, é possível apresentar os resultados da metodologia de forma mais universal e aplicável a mercados internacionais, que normalmente não possuem preços-piso tampouco preços-teto abaixo do custo variável unitário de uma grande parcela de suas usinas termelétricas.

Após a apresentação do caso base, o trabalho apresenta estudos de caso com a aplicação das características brasileiras, mostrando que, apesar das ressalvas acima, a metodologia se estende facilmente a esses casos. Cabe observar, entretanto, que isto exige que o valor econômico do produto lastro tenha a função também de corrigir outras anomalias que não apenas os efeitos de uma escassez esporádica; o que significa que a interpretação dos resultados é menos imediata e a contribuição real de diferentes usinas para a segurança de suprimento do sistema pode ser ofuscada.

6.2.1 Valor econômico do produto lastro

Realizando os procedimentos propostos na metodologia do Capítulo 5, foi possível encontrar os valores médios do CMO, PLD* e as diferenças entre eles, que são exatamente os valores do produto lastro, para cada um dos subsistemas brasileiros, após a simulação:

Tabela 1 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro na simulação

CMO médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
193,37	193,37	193,33	193,33
PLD* médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
177,71	177,71	177,69	177,69
Produto lastro (CMO – PLD*) (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
15,66	15,66	15,64	15,64

Como o sistema brasileiro é interligado, usualmente os preços dos subsistemas do país são iguais entre si. Entretanto, em algumas ocasiões, esses preços podem ser diferentes devido a restrições de transmissão no sistema. Desse modo, o CMO e o PLD* podem variar entre os subsistemas, o que explica uma pequena diferença entre os valores esperados do CMO entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste e as regiões Norte e Nordeste. Dessa maneira, o valor econômico do produto lastro também teve uma pequena diferença de R\$ 0,02 /MWh entre eles.

A interpretação dos resultados é que, considerando um valor esperado do custo marginal de operação médio de aproximadamente R\$193/MWh, igual ao custo marginal de expansão, o pagamento pela segurança de suprimento conferida ao sistema deve ser da ordem de R\$16/MWh, que é o valor esperado do que os geradores não recuperarão apenas no mercado de energia, cuja remuneração é dada através do PLD* (e não do CMO).

Também foram calculadas as médias mensais do pagamento pelo produto lastro (nesse caso, foi feita uma média dos subsistemas, tendo em consideração a pequena diferença entre eles, como explicado acima):



Figura 6 – Valor econômico mensal do produto lastro. Fonte: elaboração própria.

Percebe-se que o valor econômico do produto lastro varia ao longo do ano, sendo mais baixo na estação úmida e mais alto na estação seca. Esse resultado é intuitivo, pois durante a estação seca a frequência de eventos de escassez (CMO superior ao PLD*) é maior, o que implica uma maior demanda por segurança de suprimento e portanto seria justificável uma remuneração maior para as usinas que contribuem nesses meses. O contrário acontece para a estação úmida. Um comentário adicional é que esse efeito é mais preponderante devido ao fato de se utilizar um patamar único de custo de déficit, tornando esse custo linearmente dependente da quantidade de energia não suprida. Se a relação entre o déficit e o seu custo associado não fosse linear (i.e., se um déficit de 2% da carga custasse mais do que o dobro de um déficit de 1%), a operação se daria de modo a evitar os patamares de custo de déficit

mais alto (mais provável no período seco), resultando em maiores déficits preventivos no período úmido e portanto uma curva de preços menos acentuada.

De toda forma, como o pagamento por capacidade proposto é feito *antecipadamente* pela *disponibilidade* de se gerar essa energia, e não após cada megawatt-hora gerado, o conceito de um pagamento (e conseqüentemente um preço) anual médio (*flat*) por megawatt-hora que a usina pode prover para a segurança de suprimento do sistema é aceitável. O montante a ser recebido por usina depende da contribuição de cada usina nesses momentos de necessidade, o que está diretamente ligado com o conceito proposto de produto lastro nesse trabalho – e que é o foco da subseção a seguir.

6.2.2 Cálculo da quantidade de produto lastro para usinas selecionadas

O próximo passo de suma importância para a metodologia é calcular a quantidade de produto lastro das usinas do sistema de forma a se determinar a capacidade que as usinas disponibilizam para o sistema de maneira a garantir a sua segurança. Como explicado no capítulo anterior, essa disponibilidade deve ser remunerada exatamente nos momentos em que o CMO é maior do que o PLD*, ou seja, quando o mercado de energia por si só não remunera os agentes geradores que realizaram a expansão do sistema de maneira ótima. Dividindo-se esse montante a ser recebido por cada usina pelo preço do lastro, calculado na subseção anterior, temos a quantidade desse produto a que cada uma delas tem direito.

Para esse estudo de caso, serão calculadas as quantidades de produto lastro de usinas de diferentes tecnologias, a fim de identificar a contribuição de cada uma para o sistema. Dessa maneira, será apresentado o produto lastro dos seguintes tipos de usinas do sistema elétrico brasileiro: termelétrica a óleo diesel, termelétrica a gás natural, hidrelétrica com reservatório, hidrelétrica a fio d'água, eólica e solar. O objetivo é mostrar como as diferentes características das usinas do sistema impactam na determinação do produto lastro e em sua remuneração. As usinas do sistema escolhidas para ilustrar o estudo de caso e suas principais características são mostradas a seguir.

6.2.2.1 Caracterização das usinas selecionadas para o estudo de caso

Nesta subseção, serão discutidas e justificadas as características das usinas selecionadas para o presente estudo de caso. A tabela abaixo sumariza as usinas elegidas, e características e comentários adicionais são apresentados em seguida.

Tabela 2 – Características das usinas analisadas no estudo

Usina	Tecnologia	Subsistema	Potência instalada (MW)	Potência disponível (MW)	Custo variável unitário (R\$/MWh)
Potiguar III	Óleo diesel	Nordeste	54,8	53,7	960,76
Juiz de Fora	Gás natural	Sudeste	87,1	83,9	213,84
Paraibuna	Hidrelétrica (reservatório)	Sudeste	87,0	84,2	0
Salto Verdinho	Hidrelétrica (fio d'água)	Sudeste	93,0	86,3	0
Eólica hipotética	Eólica	Nordeste	1,0	1,0	0
Solar hipotética	Solar	Nordeste	1,0	1,0	0

A escolha de duas usinas termelétricas de naturezas distintas tem como objetivo analisar a importância do pagamento pela segurança do sistema para cada uma das tecnologias. Ressalta-se que, por se utilizar um preço-teto de R\$1000,00, a usina termelétrica Potiguar III fica com um custo variável unitário menor do que o preço-teto de energia, diferentemente de como acontece hoje em dia em que o custo variável dessa usina é maior do que o preço-teto do mercado.

Em relação às hidrelétricas, a inclusão deste tipo de tecnologia neste estudo é mandatória para um sistema elétrico como o brasileiro, que tem na hidroeletricidade sua principal fonte de energia. Foram escolhidas para compor esse estudo de caso as hidrelétricas Paraibuna e Salto Verdinho por algumas razões principais. Primeiramente, elas possuem semelhanças, como a capacidade instalada próxima de 90 MW e a localização no mesmo subsistema. Além disso, ambas as usinas localizam-se no topo das cascatas às quais pertencem, ou seja, não possuem outras usinas operando à sua montante, o que poderia dificultar a análise dos resultados. Por exemplo, se houvesse um reservatório acima de Salto

Verdinho, ela seria beneficiada pela otimização da operação desse reservatório, apesar de ser uma usina a fio d'água². A alocação correta do benefício de produto lastro entre o reservatório que beneficia a cascata e as usinas a jusante pode ser feita com o uso de um modelo auxiliar, como é feito no caso brasileiro (o modelo MSUI é discutido brevemente na seção 4.2, mas não é o foco principal deste estudo). Entretanto, ao se utilizar um modelo com usinas individualizadas (SDDP) e tomar o cuidado de se escolher usinas em topo de cascata, espera-se que o cálculo direto do produto lastro a partir dos custos marginais capturados por cada usina seja uma boa aproximação do seu benefício marginal real para o sistema. Dessa maneira, será possível ilustrar o efeito causado pela existência de reservatório em uma das usinas na determinação da contribuição de cada tipo de hidrelétrica para a segurança do sistema e a remuneração que cada uma deve receber por isso.

Já as fontes renováveis eólica e solar foram incluídas no estudo não apenas por estarem conquistando um espaço cada vez maior na matriz energética brasileira e mundial, mas principalmente para tentar avaliar, segundo a metodologia proposta, a contribuição dada ao sistema por fontes de energia conhecidamente intermitentes – portanto menos “confiáveis”. As usinas foram categorizadas como “hipotéticas” pelo fato de não serem usinas reais, mas terem sido modeladas especialmente para este estudo, compondo a única diferença de capacidade do sistema simulado em relação à base de dados da EPE, como explicado na subseção anterior.

Para se modelar essas duas fontes renováveis, foram utilizados perfis de geração típicos de cada uma dessas tecnologias no Nordeste brasileiro (segundo bases de dados da PSR Consultoria), como mostrado nos gráficos abaixo:

² Seria possível fazer simulações mais refinadas para extrair de forma precisa o benefício do reservatório para a cascata, mas desejávamos manter esta simulação tão simples quanto possível

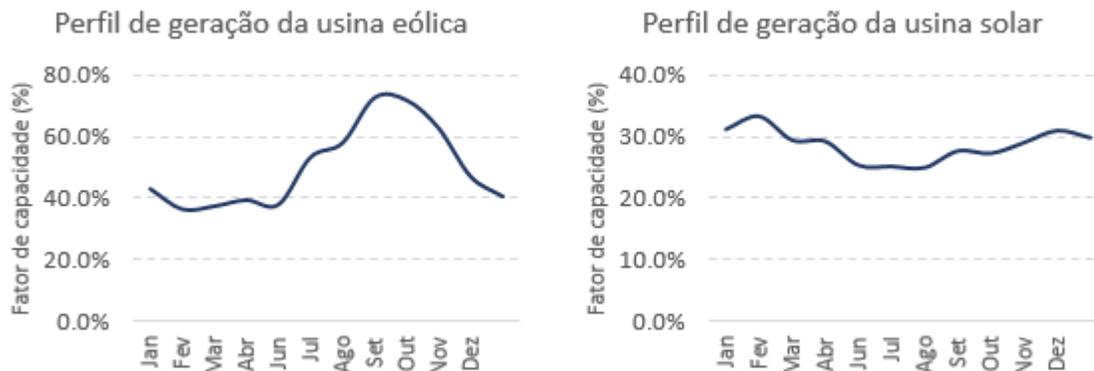


Figura 7 – Perfis de geração das usinas renováveis utilizados nas simulações. Fonte: elaboração própria.

Como se nota, as gerações desses tipos de usinas variam consideravelmente ao longo do ano, em decorrência das condições naturais de ventos e irradiação solar. Em relação aos fatores de capacidade médios anuais, foram considerados os valores de 50% para a usina eólica e 28,6% para a usina solar, considerados representativos da realidade.

6.2.2.2 Resultados: quantidade de produto lastro das usinas selecionadas

Para se determinar a quantidade de produto lastro de cada uma das usinas, foi utilizado o procedimento apresentado no Capítulo 5, somando-se as receitas decorrentes das gerações de cada uma delas nos momentos em que o CMO se encontra acima do PLD* e dividindo-se pelo preço unitário desse produto (lastro). A tabela a seguir resume o procedimento passo-a-passo e o resultado encontrado para cada uma das usinas.

Tabela 3 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas

	A Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	B Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	C Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	D Produto lastro (MW médio)	E Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{\tau \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLSD_{st}) \cdot G_{\tau}]$	$\mathbb{E}_{st \in \text{ano}} (CMO_{st} - PLD_{st})$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	7.339.787,82	15,64	469,4	53,4	97,5%
Juiz de Fora	11.324.626,77	15,66	723,1	82,3	94,5%
Paraibuna	8.164.553,60	15,66	521,3	59,3	68,2%
Salto Verdinho	7.165.155,17	15,66	457,5	52,1	56,0%
Eólica	73.839,71	15,64	4,7	0,538	53,8%
Solar	38.941,60	15,64	2,5	0,284	28,4%

Em relação às usinas térmicas, temos que a usina Potiguar III possui produto lastro de 53,4 MW médios, ou seja, 97,5% de sua capacidade instalada de 54,8 MW. Considerando-se que a usina possui 2,5% de indisponibilidade, a quantidade de produto lastro que ela possui é 100% da sua potência disponível. Similarmente, a usina Juiz de Fora apresenta produto lastro de 82,3 MW médios, o que corresponde a 94,5% de sua potência instalada e a 100% de sua potência disponível, considerando-se a sua indisponibilidade de 5,5%. Esses resultados são altamente intuitivos, pois como os custos variáveis das usinas são inferiores ao preço-teto de R\$1000,00/MWh, elas gerarão em sua máxima capacidade sempre que o custo marginal de operação estiver acima desse teto (e elas estiverem disponíveis para tal). As gerações das usinas ao longo do ano e uma comparação com o valor econômico do produto lastro são apresentadas a seguir:

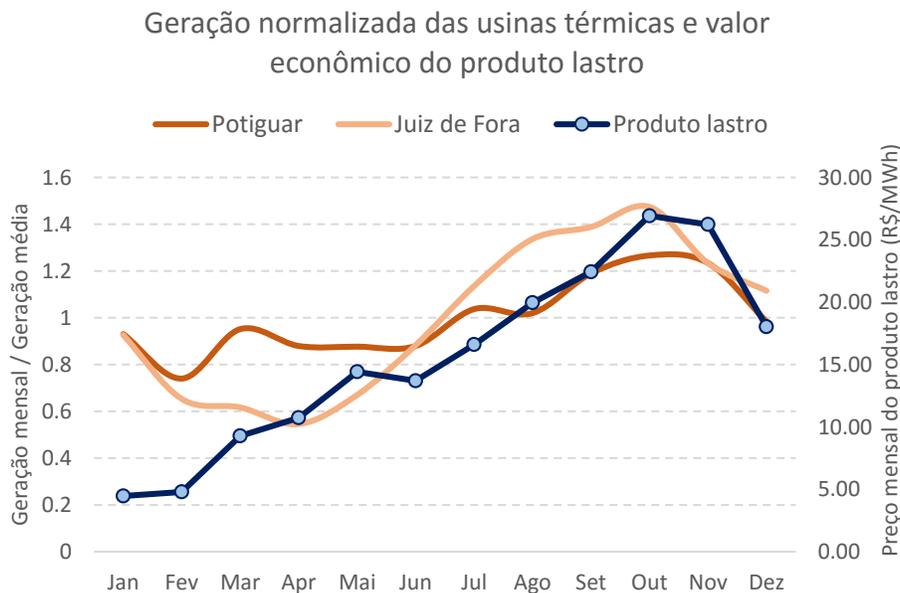


Figura 8 – Geração normalizada das usinas térmicas e valor econômico do produto lastro. Fonte: elaboração própria

O gráfico acima mostra um resultado não necessariamente intuitivo, mas que traduz a realidade do sistema brasileiro. Como se vê, a usina a gás apresentou uma maior sazonalidade na sua geração média ao longo do ano do que a usina movida a óleo diesel. Isso acontece principalmente porque a usina a gás é em média bastante utilizada próxima e durante o período seco para evitar o despacho hidrelétrico, mesmo em situações em que o sistema não está sob estresse tão elevado. Já a usina a óleo, uma das mais caras de todo o sistema, apenas é acionada em situações de grande estresse hídrico do mesmo, o que muitas vezes dura o ano inteiro (anos excepcionalmente secos). Portanto, a *média* do despacho dessa usina não é tão desigual ao longo do ano quanto a usina a gás, porque ela não é utilizada regularmente como um auxílio para a manutenção do nível dos reservatórios ao longo do ano da mesma maneira, mas é acionada usualmente ao longo de anos muito secos. Evidentemente, como mostrado no gráfico, a sua geração possui correlação positiva com os preços do lastro e estação do ano, mas devido a esses fatores, o preço não é *tão* sazonal quanto a da usina a gás.

Em relação às hidrelétricas, temos que a usina de Paraibuna (com reservatório) apresentou produto lastro de 68,2% de sua capacidade instalada, enquanto a usina de Salto Verdinho apresentou produto lastro de 56,0% de sua capacidade instalada. Esses valores

parecem próximos, mas é crucial ressaltar que a geração média de Paraibuna na simulação esteve em torno de 56% de sua capacidade total de geração ao longo do ano, enquanto Salto Verdinho gerou aproximadamente 71%. Isso significa que Paraibuna possui lastro proporcionalmente maior do que a sua geração média ($68,2\% > 56\%$), exatamente por gerar mais energia nos momentos em que o sistema mais necessita (já que pode armazenar água para tal), enquanto Salto Verdinho possui lastro proporcionalmente menor do que a sua geração média ($56,0\% < 71\%$), pois não tem escolha e gera mais no período úmido, quando o balanço oferta-demanda é mais confortável (e conseqüentemente o preço é menor). O gráfico abaixo ilustra as gerações mensais normalizadas de cada uma das usinas e as compara com o valor econômico do produto lastro ao longo do ano:

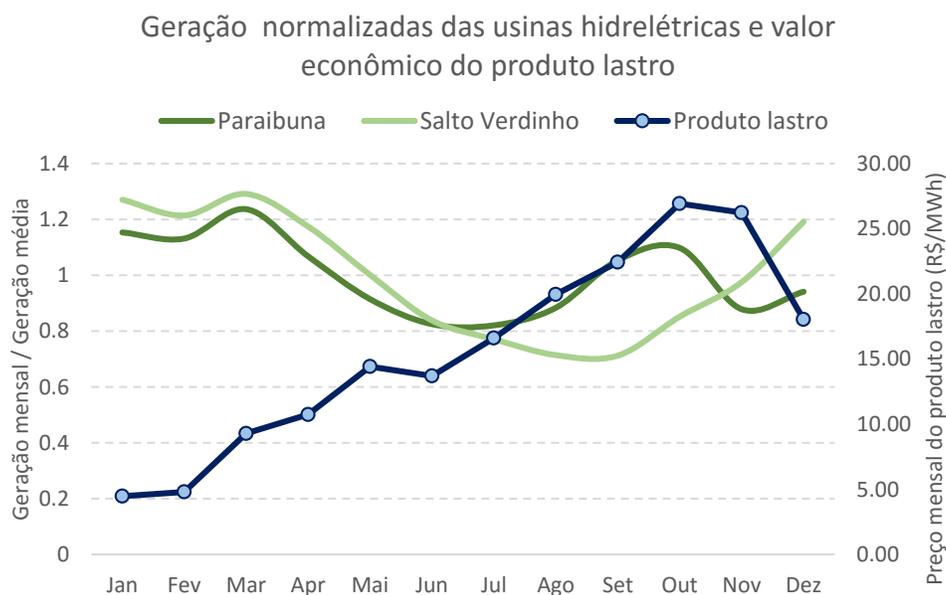


Figura 9 – Geração normalizada das usinas térmicas e valor econômico do produto lastro. Fonte: elaboração própria.

Como mostrado no gráfico, a usina de Paraibuna é capaz de gerar mais energia a partir do mês de agosto, acompanhando a escalada dos preços do produto lastro praticamente até outubro, período no qual o vale na curva de geração de Salto Verdinho se aprofunda (estação seca). Paraibuna poderia ter uma remuneração ainda maior se continuasse gerando até o período de preços mais altos, mas a sua geração não consegue acompanhar a alta de preços de outubro e novembro – o que é de se esperar, pois se as hidrelétricas em geral conseguissem gerar bastante energia nesse momento o preço tenderia a ser mais estável. Já a favor de Salto

Verdinho, observa-se que a sua geração começa a aumentar novamente um pouco antes da queda de preços do produto lastro ao fim do ano (e portanto antes de muitas das hidrelétricas do sistema), um fator que contribui para aumentar um pouco o valor de sua garantia física, embora trate-se de uma usina a fio d'água.

Cabe observar que Paraibuna poderia ter uma alocação de garantia física maior se fosse considerado o benefício do seu reservatório para as usinas hidrelétricas a jusante – mas optou-se por não tratar este tema neste trabalho.

Já em relação às usinas renováveis, ambas apresentam disponibilidade de lastro para o sistema em proporções semelhantes aos seus fatores de capacidade. A usina eólica apresenta um valor (53,8%) maior do que seu fator de capacidade (50%), o que se deve à complementaridade natural da energia eólica e hidrelétrica. Em outras palavras, os ventos, sobretudo no Nordeste, apresentam correlação negativa com a hidrologia brasileira, o que faz com que as usinas eólicas gerem mais energia na estação seca do ano (na qual o sistema está com preços mais altos). Essa complementaridade entre ventos e chuvas no Brasil e em outros locais da América Latina são amplamente estudadas, como por exemplo em IDB (2014).

Por fim, a usina solar possui lastro de 0,284 MW médios, ou seja, 28,4% da sua capacidade de 1 MW. Esse valor é muito próximo do seu fator de capacidade de 28,6%, o que é intuitivo, dado ao fato de a usina solar, assim como a eólica, ser uma fonte de energia não-despachável – mas, diferentemente desta, não possui correlação tão preponderante com a geração hidrelétrica e com os preços de energia (sua sazonalidade anual é bem menor). O gráfico a seguir ilustra a geração mensal normalizada das usinas renováveis e as compara com o preço mensal do produto lastro:

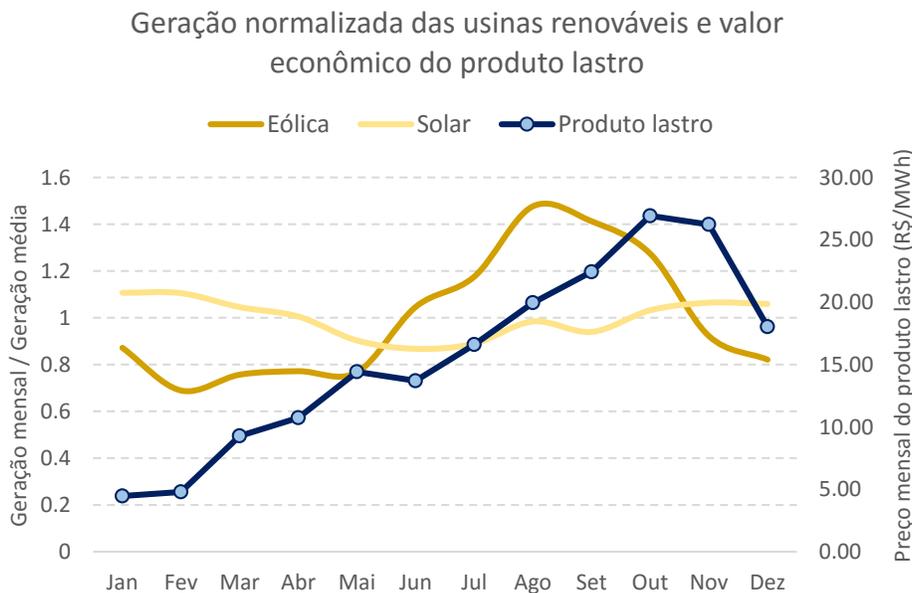


Figura 10 – Geração normalizada das usinas renováveis e valor econômico do produto lastro. Fonte: elaboração própria.

A figura ilustra o efeito citado anteriormente: a geração eólica claramente tem uma correlação positiva com o valor econômico do produto lastro, portanto com maior geração no período seco do que no período úmido do ano. A título de exemplo, em outubro, mês de maior valor do produto lastro, a geração eólica é de aproximadamente 127% da média anual, enquanto em fevereiro, mês de menor valor do produto lastro, a geração eólica é de 69% da média. Já a usina solar apresenta um perfil mais *flat* ao longo do ano, gerando quantidades parecidas nos períodos úmido e seco.

Temos, portanto, um estudo de caso no qual foi possível alocar os montantes não recebidos no mercado de energia de acordo com a disponibilidade de geração de cada uma das usinas nesses momentos de escassez. Como esperado, a despachabilidade de cada uma delas e a disponibilidade de recursos nos momentos de necessidade do sistema foram fundamentais para essa alocação.

6.3 CASO BRASIL: APLICAÇÃO DA METODOLOGIA SOB AS CONDIÇÕES DE MERCADO BRASILEIRAS

Como comentado ao início do caso base, o mercado de energia brasileiro possui características bastante particulares, como a presença de um preço-piso, e de um preço-teto abaixo do custo variável unitário de grande parte das usinas térmicas. Para conferir maior aplicabilidade a mercados internacionais e para focar a análise inicial no objetivo central da metodologia, essas características brasileiras foram desconsideradas no caso base.

Entretanto, a presente seção apresenta estudos de caso incluindo essas regras do mercado brasileiro, mostrando que a metodologia é extensível às características do mercado nacional. Para isso, será utilizada a mesma simulação do caso base, com CME de R\$193/MWh, mas aplicando as características brasileiras no cálculo do PLD. Primeiramente, se aplicará o teto brasileiro na determinação do PLD em cada período, e serão apresentados o preço e quantidade do produto lastro nessas condições. O segundo passo será a inclusão do preço-piso, atingindo-se por completo a realidade de mercado brasileira, e mostrando como essas particularidades são tratadas e como afetam a remuneração dos agentes geradores.

6.3.1 Aplicação do preço-teto brasileiro

Uma característica marcante do mercado de energia brasileiro atual é a presença de um preço-teto baixo, de R\$422,56/MWh, abaixo do custo variável unitário de muitas usinas térmicas do sistema. Esse limite foi resultado de uma mudança drástica, ocorrida ao final de 2014, que determinou que o preço-teto do sistema se reduziria em mais da metade, de R\$822,83/MWh em 2014 para R\$388,48/MWh em 2015 (esse preço foi posteriormente reajustado para R\$422,56/MWh em 2016). Essa medida, ocorrida após um período de estresse hídrico em 2013-2014, teve basicamente como intuito limitar as perdas de agentes expostos ao mercado de curto prazo – com preços altos – para honrar seus contratos.

Entretanto, essa medida limitou a atuação do mercado como um fornecedor de sinais de preços adequados. No caso específico deste trabalho, um preço-teto muito baixo diminui a remuneração dos agentes através do mercado de energia e aumenta a remuneração através do produto lastro. Esse efeito é intuitivo, pois com um teto menor, as diferenças entre CMO

e PLD teto aumentam, ao passo que a remuneração pelo mercado de energia tem um limite mais baixo.

As subseções seguintes apresentam os resultados encontrados para o valor econômico do produto lastro e para as quantidades de produto lastro, da mesma forma abordada no caso base.

6.3.1.1 Cálculo do valor econômico do produto lastro com o preço-teto brasileiro

Para a determinação do valor econômico do produto lastro foi utilizado o mesmo procedimento do caso base, ou seja, calculou-se a diferença entre os valores esperados do CMO e do PLD*³, porém utilizando o preço-teto de R\$422,56/MWh para o PLD* em cada período em vez de os R\$1000,00/MWh utilizados no caso base. A tabela abaixo sumariza os resultados para os quatro subsistemas brasileiros:

Tabela 4 – CMO, PLD, e valor econômico do produto lastro para o caso com preço-teto brasileiro

CMO médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
193,37	193,37	193,33	193,33
PLD* médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
159,62	159,62	159,62	159,62
Produto lastro (CMO – PLD*) (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
33,74	33,74	33,70	33,70

Como esperado, o PLD* médio diminui devido a presença de um teto menor. Consequentemente, o valor econômico do produto lastro, que é a diferença entre o CMO e o PLD* esperado, aumenta. A interpretação desse fato é que os agentes são remunerados pelo mercado de energia em menos oportunidades do que no caso base – mais especificamente, agora não são mais remunerados quando o custo marginal de operação está entre R\$422,56/MWh e R\$1000,00/MWh. Portanto, o produto lastro passa a representar uma

³ Apesar de essa seção tratar do caso brasileiro, o preço de curto prazo ainda será referido como PLD* na presente subseção, pois neste primeiro passo apenas o preço-teto brasileiro está incluído e não o piso, portanto ainda não seria apropriado se referir a esse preço como PLD.

parcela maior da remuneração dos geradores e a atuação do mercado de energia em sua remuneração fica mais limitada, o que já era esperado a princípio com esse preço-teto mais baixo. Portanto, os resultados encontrados são coerentes, e mostram que um preço teto de menos da metade do que o do caso base resultou em um preço de produto lastro maior do que o dobro do encontrado anteriormente. A tabela abaixo mostra os resultados resumidos e esses fatores em maior detalhe:

Tabela 5 – Mudanças no teto e no valor econômico do produto lastro do caso base para o caso com preço-teto brasileiro

	PLD* teto (R\$/MWh)	Valor econômico do produto lastro (R\$/MWh)
Caso Base	1000,00	15,65
Caso com teto brasileiro	422,56 $\div 2,37$	33,72 $\times 2,16$

Em relação ao perfil de valor econômico do produto lastro ao longo do ano, ele evidentemente possui forma semelhante ao valor econômico do produto lastro do caso base, sendo mais caro na estação seca do que na úmida, como mostrado no gráfico a seguir.

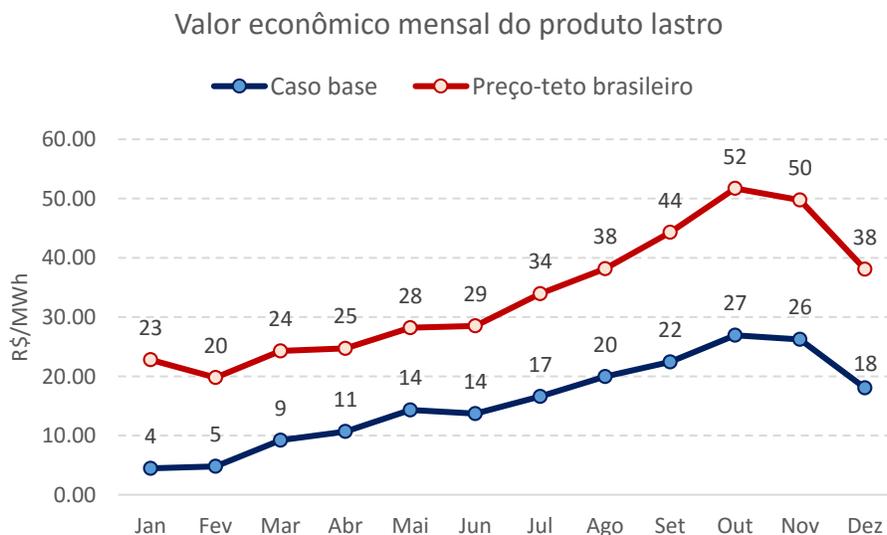


Figura 11 – Valor econômico do produto lastro (caso base e com preço-teto brasileiro). Fonte: elaboração própria

Entretanto, é válido ressaltar mais uma vez que é razoável trabalhar com o preço médio já que a proposta prevê um pagamento anual pela disponibilidade de cada usina nesses momentos de necessidade do sistema.

6.3.1.2 Cálculo da quantidade de produto lastro com o preço-teto brasileiro para usinas selecionadas

Na presente subseção, será calculada a quantidade de produto lastro, seguindo a metodologia proposta no trabalho, para as mesmas usinas selecionadas no caso base, permitindo a comparação dos resultados. Os resultados para esse caso são apresentados a seguir:

Tabela 6 - Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso com preço-teto brasileiro

	A	B	C	D	E
	Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	Produto lastro (MW médio) ⁴	Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLD_{st}^*) \cdot G_t]$	$E_{st \in \text{ano}}(CMO_{st} - PLD_{st}^*)$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	11.623.505,41	33,70	344,9	39,3	71,7%
Juiz de Fora	24.399.349,49	33,74	723,1	82,3	94,5%
Paraibuna	17.020.808,47	33,74	504,4	57,4	66,0%
Salto Verdinho	16.153.764,71	33,74	478,7	54,5	58,6%
Eólica	155.284,78	33,70	4,6	0,525	52,5%
Solar	84.593,21	33,70	2,5	0,286	28,6%

Os resultados acima mostram o procedimento para se calcular a remuneração e a quantidade de produto lastro de cada uma das usinas, assim como foi feito nos casos anteriores. Agora, é possível realizar uma comparação desses resultados com o caso base, para depois seguirmos então para as análises.

⁴ O produto lastro em megawatts-médios, unidade comumente utilizada no Brasil, é dado pela energia em MWh gerada pela usina ao longo do ano dividida pelo número de horas do ano. Como 2020 é um ano bissexto, são 8784 horas.

Tabela 7 – Comparação da quantidade de produto lastro entre o caso base e o caso com preço-teto brasileiro

Produto lastro / Potência instalada		
Usina	Caso base	Caso com preço-teto brasileiro
Potiguar III	97,5%	71,7%
Juiz de Fora	94,5%	94,5%
Paraibuna	68,2%	66,0%
Salto Verdinho	56,0%	58,6%
Eólica	53,8%	52,5%
Solar	28,4%	28,6%

Tabela 8 – Comparação da remuneração das usinas entre o caso base e o caso com preço-teto brasileiro

Remuneração anual a ser recebida pelo produto lastro		
Usina	Caso base	Caso com preço-teto brasileiro
Potiguar III	7.339.787,82	11.623.505,41
Juiz de Fora	11.324.626,77	24.399.349,49
Paraibuna	8.164.553,60	17.020.808,47
Salto Verdinho	7.165.155,17	16.153.764,71
Eólica	73.839,71	155.284,78
Solar	38.941,60	84.593,21

Em relação às usinas térmicas, temos primeiramente, que a usina de Potiguar III apresentou produto lastro de 71,7% de sua capacidade instalada, em contraste aos 97,5% do caso base. Esse resultado pode ser considerado a princípio contra-intuitivo, pois como o preço-teto diminuiu, pode-se esperar que os pagamentos e quantidades de lastro aumentem. Entretanto, para o caso da usina de Potiguar III, a diminuição da sua quantidade de lastro é totalmente correta e coerente, pois como ela possui custo variável de R\$960,76/MWh, bem acima do preço-teto de R\$422,56/MWh, há momentos em que o CMO encontra-se acima do PLD*, mas a usina não está sendo acionada e não está contribuindo para a segurança do sistema (quando o CMO está entre esses dois valores). No entanto, vemos que a sua remuneração pelo produto lastro, mais caro nesse caso, aumenta. A interpretação desse fato é que, apesar de no caso base a usina ser acionada sempre que o CMO estivesse acima do teto do PLD, esse teto era de R\$1000,00/MWh, o que resultava em diferenças menores do que o caso atual, em que o PLD teto é R\$422,56/MWh. Então, apesar de ela não ser acionada sempre que disponível quando o preço está acima do teto, quando ela é acionada sua

remuneração é muito maior e isso faz com que, ao final, sua remuneração total decorrente do lastro aumente. Em outras palavras, o efeito do aumento da remuneração nos momentos em que a usina gera é maior do que o efeito negativo nas receitas decorrente da menor frequência de despacho em momentos em que CMO é maior do que PLD teto. A subseção seguinte acrescentará uma discussão adicional relacionada ao pagamento pelo lastro de usinas que possuem CVU maior do que o PLD teto.

Já a usina Juiz de Fora não apresentou diferença na quantidade de produto lastro, pois como seu CVU de R\$231,84/MWh continua abaixo do preço-teto do mercado de energia, ela é acionada sempre que o CMO estiver acima do teto (contanto que esteja disponível). Porém, evidentemente, agora a sua remuneração pelo produto lastro é maior, pois ela possui a mesma quantidade de produto lastro, mas com um preço mais alto. Em contrapartida, evidentemente, sua remuneração no mercado de energia diminuiu, pois agora está limitada aos R\$ 422,56/MWh em vez de R\$1000/MWh.

Em relação às hidrelétricas, notamos um decréscimo na quantidade de produto lastro de ambas as usinas. No caso de Paraibuna, no qual o decréscimo foi mais acentuado, é razoável esperar que, por ser despachável, sua contribuição relativa no caso base (no qual o pagamento pelo produto lastro é feito apenas em casos muito críticos, de CMO acima de R\$1000,00), era maior. No que diz respeito à remuneração, nota-se mais uma vez que ela aumenta para ambas as usinas, o que é coerente, dado o preço-teto mais baixo e a maior participação da remuneração decorrente desse produto em relação ao caso anterior.

Já em relação às usinas eólica e solar, notamos números parecidos, apesar de a eólica apresentar maior quantidade de produto lastro no caso base. Isso acontece por motivo semelhante a Paraibuna, mas não por questão de despachabilidade e sim por disponibilidade de recursos. Sua contribuição nos períodos mais críticos (como os que resultam pagamentos por lastro no caso base) é relativamente maior, pois sua geração possui correlação positiva com os preços de mercado (e do produto lastro). A usina solar não apresentou mudanças praticamente devido ao seu perfil *flat* de geração. Mais uma vez, apesar das pequenas mudanças, a remuneração das usinas aumentou devido à maior participação do lastro e menor participação do mercado de energia nas receitas das usinas em relação ao caso base.

6.3.1.3 Remuneração adequada para usinas térmicas com CVU maior do que o teto

Como no Brasil há usinas que possuem custos de operação acima do preço-teto do mercado de energia, como no caso de Potiguar III, para que elas possam ser despachadas sem prejuízos, elas recebem um complemento em sua remuneração através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Isto porque, se as usinas fossem remuneradas apenas pelo mercado de energia, elas teriam prejuízo a cada vez que fossem despachadas – visto que, ainda que o custo variável unitário da usina esteja abaixo do CMO (justificando o seu despacho), ele estaria acima do PLD*. O ESS garante, portanto, uma remuneração suplementar aos geradores nessas situações.

Da maneira como foi calculado o pagamento do produto lastro para a usina Potiguar III na subseção anterior, ela está recebendo antecipadamente sob a forma de produto lastro todo o montante resultante das diferenças entre CMO e PLD* teto em todos os períodos em que ela gera na simulação. Portanto, no mercado de energia, sua remuneração fica limitada aos R\$422,56/MWh, como todas as outras usinas do sistema, não sendo considerada a remuneração suplementar por ESS.

Em teoria, em um mercado eficiente seria possível desenhar um mecanismo que funcione desta forma – isto é, um sistema em que as termelétricas recebem sua remuneração adicional ao mercado de energia exclusivamente pelo produto lastro e não via ESS.

Entretanto, para usinas com CVU alto como essa, isso representa um grande risco. Isto porque, apesar de receber antecipadamente um montante maior pelo lastro, ao longo do ano a usina terá que pagar sempre que gerar energia, pois seu custo de geração é maior do que o teto dos preços do mercado de curto prazo.

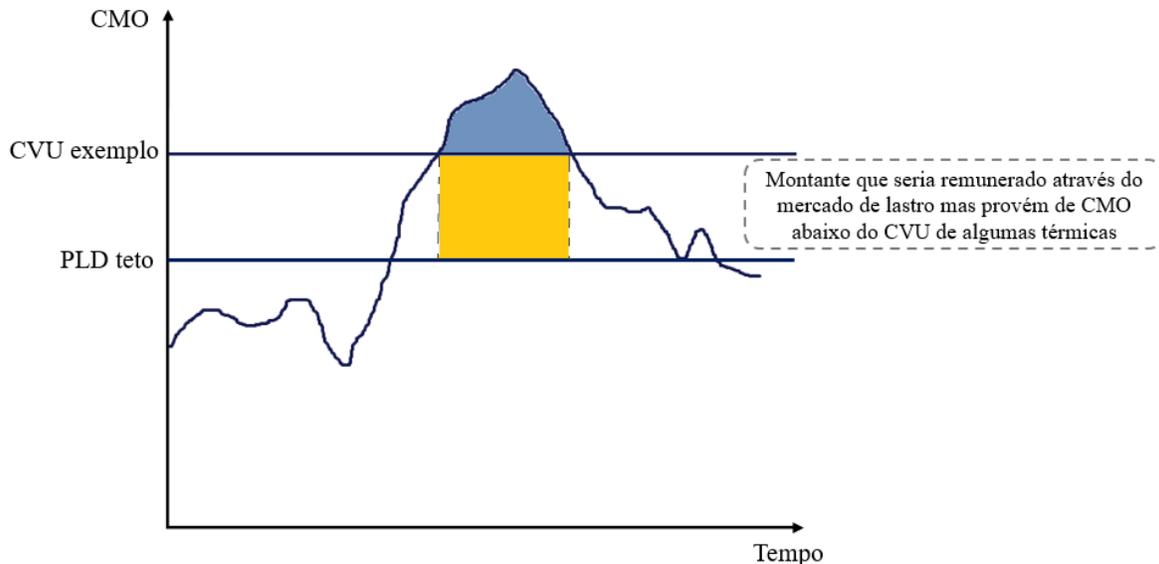


Figura 12 – Pagamento pelo produto lastro para termelétricas com CVU maior que o PLD teto. Fonte: elaboração própria.

Tomando como exemplo a usina Potiguar III, ela terá que pagar R\$538/MWh sempre que for acionada (já que o seu CVU é R\$960/MWh e o PLD teto é R\$422). Implicitamente, a usina deveria estar usando os seus recebimentos extras do mercado de lastro para gerenciar este risco – por exemplo, mantendo uma poupança de emergência e/ou adquirindo seguros para limitar sua exposição. Entretanto, especialmente quando o mercado não é suficientemente maduro para permitir que a usina diversifique o seu risco propriamente, essa exposição a perdas de grande magnitude pode ser muito difícil de gerir. Isto tenderia a aumentar significativamente o valor exigido pelo produto lastro. Por outro lado, se o agente recebe a diferença entre o seu CVU e o PLD* via ESS a cada vez que é despachado, ele está protegido de risco – o que pode resultar em equilíbrios mais desejáveis para o sistema. Nesse sentido, de forma a se utilizar o preço-teto do mercado de energia brasileiro na simulação mas evitando-se uma alocação de risco inadequada às usinas termelétricas, propõe-se que a remuneração pelo produto lastro seja decrescida dos valores decorrentes de gerações em períodos de preços entre o PLD teto e o CVU dessas usinas. Em contrapartida, quando as usinas forem acionadas, elas recebem o complemento à remuneração no mercado de energia através do ESS, como é feito atualmente no Brasil. Ressalta-se que o valor esperado da remuneração das usinas não muda, foi apenas feito um ajuste para esses casos de usinas com CVU maior do que PLD teto para que a metodologia não aloque riscos a elas.

Aplicando esse ajuste à remuneração da usina Potiguar III na subseção anterior, temos:

Tabela 9 – Resultados da aplicação de ESS para usinas com CVU maior do que o preço-teto

		Remuneração esperada total (R\$)	Remuneração esperada no mercado de energia (R\$)	Remuneração pelo produto lastro (R\$)
Fórmula para determinação	Sem ESS	$\sum_{\tau \in \text{ano}} [(CMO_{st}) \cdot G_t]$	$\sum_{\tau \in \text{ano}} [(PLD_{st}^*) \cdot G_t]$	$\sum_{\tau \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLD_{st}^*) \cdot G_t]$
	Com ESS	$\sum_{\tau \in \text{ano}} [(CMO_{st}) \cdot G_t]$	$\sum_{\tau \in \text{ano}} \{[(PLD_{st}^*) + (CVU - PLD_{st}^*)] \cdot G_t\}$ = $\sum_{\tau \in \text{ano}} (CVU \cdot G_t)$	$\sum_{\tau \in \text{ano}} \{[(CMO_{st} - PLD_{st}^*) - (CVU - PLD_{st}^*)] \cdot G_t\}$ = $\sum_{\tau \in \text{ano}} [(CMO_{st} - CVU) \cdot G_t]$
Valores para Potiguar III	Sem ESS	14.762.935,91	3.139.430,50	11.623.505,41
	Com ESS	14.762.935,91	7.138.014,12	7.624.921,79

A tabela acima mostra detalhadamente o ajuste no pagamento pelo produto lastro decorrente do emprego do ESS na remuneração de usinas com CVU maior do que o preço teto no mercado de energia. O valor esperado do que a usina Potiguar tem que receber nesses momentos é de R\$ 3.998.583,62. Entretanto, para que esse risco não seja alocado na usina, esse valor é decrescido do pagamento pelo produto lastro em relação ao valor anterior (R\$ 11.623.505,41 - R\$ 7.624.921,79 = R\$ 3.998.583,62) e, sempre que a usina gerar energia, receberá um acréscimo que compreenda a diferença entre o PLD teto e o seu CVU (no caso de Potiguar, um acréscimo de aproximadamente R\$538 por megawatt-hora gerado). Dessa forma, a usina não terá prejuízos quando gerar energia. E, ao mesmo tempo, assegura-se que o pagamento recebido pelo produto lastro recupere seus custos fixos – o que vem da condição de equilíbrio $CMO = CME$.

Consequentemente, a quantidade de produto lastro da usina também muda. Dado que a geração da usina já foi determinada na simulação, que o valor econômico do produto lastro é único para todo o sistema, e que a remuneração da usina por meio do produto lastro diminuiu, a quantidade de produto lastro alocado para essa usina diminuiu.

Tabela 10 – Resultados da aplicação do ESS para a usina de Potiguar III

	A	B	C	D	E
	Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	Produto lastro (MW médio) ⁵	Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_{st} - CVU) \cdot G_t]$	$\mathbb{E}_{st \in \text{ano}} (CMO_{st} - PLD_{st}^*)$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	7.624.921,79	33,70	226,2	25,8	47,0%

Isso não quer dizer que Potiguar III seja menos importante para a segurança do sistema ou que gerará menos energia em momentos de necessidade. O papel central do produto lastro deste trabalho é de um alocador eficiente de recursos não remunerados através do mercado de energia – o que resulta em sinais econômicos corretos para garantir a confiabilidade física do sistema indiretamente. Nesse caso, deve-se alocar a essa usina uma menor quantidade desse produto, de modo a sinalizar corretamente suas contribuições para o sistema em comparação (por exemplo) com uma usina geradora a gás natural, de CVU mais baixo.

6.3.2 Aplicação do preço-piso brasileiro

Após o emprego do preço-teto de energia brasileiro, a presente subseção mostra que a metodologia é extensível a mercados com preços-piso. Foram utilizadas as características do caso anterior, com o mesmo CMO médio de R\$ 193/MWh e o PLD valor máximo de R\$422,56/MWh, mas agora também foi introduzido o piso de R\$30,25/MWh aplicado no mercado de curto prazo brasileiro.

Com a presença de preços-piso, para o cálculo do valor econômico do produto lastro, o que acontece é que as diferenças entre CMO e PLD podem se dar não apenas nos casos em que $CMO > PLD$ (custo marginal de operação acima do preço-teto), mas também quando $CMO < PLD$ (custo marginal de operação abaixo do piso). As equações para o cálculo do

⁵ O produto lastro em megawatts-médios, unidade comumente utilizada no Brasil, é dado pela energia em MWh gerada pela usina ao longo do ano dividida pelo número de horas do ano. Como 2020 é um ano bissexto, são 8784 horas.

preço e da quantidade do produto lastro continuam as mesmas (Equações 12 e 13 do capítulo 5, representadas abaixo):

$$P^* = \mathbb{E}_{st \in \text{ano}}(CMO_{st} - PLD_{st}) \quad \text{e} \quad GF_i = \frac{\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_t - PLD_t) \cdot G_t]}{\mathbb{E}_{st \in \text{ano}}(CMO_{st} - PLD_{st})}$$

Agora, entretanto, a diferença ($CMO_{st} - PLD_{st}$) também pode assumir valores negativos, o que diminui o seu valor esperado. Esse resultado é coerente, pois o preço-piso é uma distorção que favorece a remuneração dos agentes geradores, pois os remunera a R\$30,25/MWh mesmo quando o equilíbrio entre oferta e demanda resulta em preços inferiores a esse valor. Portanto, subtrair essas receitas já ganhas “artificialmente” no mercado de energia é um passo tão necessário e coerente para esses mercados quanto adicionar as receitas que deixam de ser ganhas quando o custo de operação está acima do teto.

6.3.2.1 Cálculo do valor econômico do produto lastro do caso com piso e teto brasileiros

Os resultados para o produto lastro nessas condições, para cada um dos subsistemas brasileiros podem ser encontrados na tabela abaixo:

Tabela 11 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso com preços piso e teto brasileiros

CMO médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
193,37	193,37	193,33	193,33
PLD médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
164,59	164,59	164,59	164,59
Produto lastro (CMO - PLD) (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
28,78	28,78	28,74	28,74

Evidentemente, o CMO médio anual é o mesmo dos casos anteriores, pois foi utilizada a mesma simulação para a análise. Entretanto, como era de se esperar, o PLD esperado é maior do que o PLD* do caso anterior (apenas com preço-teto), pela presença de

um piso dos preços. Como o produto lastro é determinado pela diferença entre o CMO e o PLD, o seu valor diminui com um PLD mais alto. A tabela a seguir compara os dois casos:

Tabela 12 – Comparação do CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso apenas com teto e o caso com teto e piso brasileiros

Preços	Caso apenas com teto brasileiro	Caso com piso e teto brasileiros
CMO Médio anual (R\$/MWh)	193,35	193,35
PLD* Médio anual (R\$/MWh)	159,62	164,59
(CMO - PLD*) Médio anual (R\$/MWh)	33,72	28,76

Nota-se uma diferença de aproximadamente R\$5/MWh no valor econômico do produto lastro devido ao aumento do valor esperado do PLD, que agora possui piso de R\$30,25. Esse resultado, portanto, é mais condizente com o caso brasileiro – para um CME de R\$193/MW –, provendo aos geradores um pagamento adicional ao mercado de energia condizente com o custo da expansão ótima do sistema.

6.3.2.2 Cálculo da quantidade de produto lastro do caso com preços piso e teto brasileiros para usinas selecionadas

Utilizando-se o mesmo procedimento anterior, calcula-se agora para esse caso com as características de mercado brasileiras, as receitas e a quantidade de produto lastro para as mesmas usinas selecionadas no caso base. A tabela abaixo apresenta os resultados principais no mesmo formato anterior:

Tabela 13 - Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso com piso e teto brasileiros

	A	B	C	D	E
	Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	Produto lastro (MW médio)	Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLSD_{st}) \cdot G_t]$	$E_{st \in \text{ano}} (CMO_{st} - PLD_{st})$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	7.624.921,79*	28,74	265,3	30,2	55,1%
Juiz de Fora	24.399.349,49	28,78	847,7	96,5	110,8%
Paraibuna	14.498.246,27	28,78	503,7	57,3	65,9%
Salto Verdinho	12.630.131,61	28,78	438,8	50,0	53,7%
Eólica	138.164,23	28,74	4,8	0,547	54,7%
Solar	71.747,94	28,74	2,5	0,284	28,4%

* Foi considerado o decréscimo decorrente do pagamento de ESS no mercado de energia, como abordado na subseção 6.3.1.3.

Podemos agora utilizar os resultados obtidos acima para realizar uma comparação com o caso anterior e analisar os principais resultados:

Tabela 14 – Comparação da quantidade de produto lastro das usinas entre o caso apenas com teto e o caso com piso e teto brasileiros

Produto lastro / Potência instalada		
Usina	Caso apenas com teto brasileiro	Caso com piso e teto brasileiros
Potiguar III	47,0%	55,1%
Juiz de Fora	94,5%	110,8%
Paraibuna	66,0%	65,9%
Salto Verdinho	58,6%	53,7%
Eólica	52,5%	54,7%
Solar	28,6%	28,5%

Tabela 15 – Comparação da remuneração das usinas entre os caso apenas com teto e o caso com piso e teto brasileiros

Remuneração anual a ser recebida pelo produto lastro		
Usina	Caso apenas com teto brasileiro	Caso com piso e teto brasileiros
Potiguar III	7.624.921,79	7.624.921,79
Juiz de Fora	24.399.349,49	24.399.349,49
Paraibuna	17.020.808,47	14.498.246,27
Salto Verdinho	16.153.764,71	12.630.131,61
Eólica	155.284,78	138.164,23
Solar	84.593,21	71.747,94

Como mostrado nas tabelas acima, a sensibilidade com preços-piso acarreta em diferenças notáveis, tanto na quantidade de produto lastro quanto na remuneração da maioria das usinas.

Em relação às usinas térmicas, tem-se um dos resultados mais interessantes. Houve um grande aumento da quantidade de produto lastro de ambas as usinas, de 47,0% para 55,1% no caso de Potiguar III e, no caso de Juiz de Fora, 94,5% para 110,8%, ou seja, ela apresenta uma quantidade de produto lastro acima de sua potência instalada. Será feita primeiramente uma análise do aumento das quantidades de produto lastro – com a mesma remuneração, como apresentado na Tabela 15 – e depois essa particularidade de produto lastro acima da potência instalada será analisada.

Como mostrado na tabela Tabela 15, a remuneração anual a ser recebida pelas usinas térmicas não mudou, diferentemente das outras usinas. Esse resultado é coerente, pois essas usinas geram apenas quando o custo marginal de operação é maior ou igual aos seus CVUs, de R\$960,76/MWh no caso de Potiguar III e R\$213,84/MWh no caso de Juiz de Fora. Ou seja, em todos os cenários em que o CMO é menor do que o preço piso do PLD, a geração dessas usinas é zero, e portanto a remuneração pelo produto lastro delas não é alterada.

Entretanto, como o valor econômico do produto lastro do sistema é menor pela presença dos preços-piso, como visto na subseção anterior, a quantidade de produto lastro das usinas térmicas é alterada. Isso acontece porque, como a remuneração que elas têm que receber é a mesma (numerador no cálculo da quantidade de produto lastro) mas o preço diminuiu (denominador), temos uma quantidade de produto lastro maior. Esse fato nos leva novamente a uma reflexão importante: a quantidade de produto lastro atribuída a cada agente é resultado da distribuição do montante financeiro que não é remunerado adequadamente através do mercado de energia. No caso com PLD piso, remunera-se “artificialmente” diversas usinas (que não incluem as térmicas) nos momentos em que o CMO está abaixo desse piso, o que introduz componentes negativas no cálculo do valor econômico do produto lastro. Isto significa que a metodologia deve ser desenhada de modo a beneficiar as usinas que geram segurança pro sistema quando este necessita e penalizar as que estão recebendo inadequadamente quando o CMO está menor do que o preço-piso.

No caso da usina Juiz de Fora, percebe-se que a quantidade de produto lastro excede a sua capacidade instalada. Em mercados apenas com preço-teto (e sem preço-piso) isso seria impossível, porque todas as gerações em cada período no numerador do cálculo da remuneração (G_t na coluna A da Tabela 13) são limitadas à capacidade de geração máxima decorrente da potência da usina. Portanto, em mercados apenas com preço-teto, essa quantidade de produto lastro só pode chegar a 100% da potência da usina, quando a mesma gerar sua potência máxima sempre que CMO for maior do que o preço-teto do mercado (como já acontecia com Juiz de Fora no caso anterior, cujo produto lastro era 100% da potência disponível). Já em mercados com preço-piso, as gerações continuam no máximo nos períodos em que $CMO > PLD$, entretanto, quando o custo marginal de operação está abaixo do piso ($CMO < PLD$), a geração no numerador é zero, o que impede termos negativos no somatório do numerador (coluna A), mas esses cenários contribuem para um valor esperado da diferença CMO-PLD (coluna B) menor. É por isso que a remuneração (coluna A) não muda, mas com um denominador menor devido à presença do piso nos preços, a quantidade de produto lastro pode ultrapassar 100% da potência instalada.

Nesse caso, esse fato significa que a usina de Juiz de Fora, que tem que receber os seus R\$24.399.349,49 anuais além do mercado de energia para recuperar seus investimentos de maneira adequada, tenha uma quantidade de produto lastro maior do que a sua potência instalada. Embora este resultado possa parecer contra-intuitivo, trata-se de um resultado econômico perfeitamente coerente com a implementação proposta, que coloca em primeiro plano a interpretação econômica para remuneração adequada das usinas do sistema. A obtenção de um resultado que parece ser inconsistente com as características físicas do sistema vem do fato que a metodologia utiliza um único valor, o produto lastro, para sintetizar uma série de efeitos que distorcem o sinal econômico para a expansão ótima – entre eles o preço teto, o preço piso, e a remuneração por ESS.

Em relação às usinas hidrelétricas, temos um decréscimo na remuneração anual a ser recebida por cada uma das usinas. Esse é um resultado esperado, pois as hidrelétricas geram com frequência em momentos em que o CMO está baixo, possivelmente menor do que o piso. Esse fato é especialmente evidente para usinas a fio d'água, que não são despacháveis e irão gerar de acordo com as vazões afluentes, sem flexibilidade de armazenar esta água

para períodos futuros. Mas ele também se aplica às usinas com reservatório, como Paraibuna, visto que a sua capacidade de regularização é limitada: sobretudo em meses e anos úmidos, quando o nível dos reservatórios está próximo do máximo, ela tende a aumentar a sua geração mesmo com preços baixos, e nesses momentos ela é premiada no mercado de energia, recebendo uma remuneração mínima igual ao piso do PLD no lugar do CMO (o que corresponderia ao sinal econômico eficiente). Portanto, vemos uma diminuição na remuneração de cada uma dessas usinas, sendo que Salto Verdinho apresentou uma queda mais acentuada, como esperado.

No que tange a quantidade de lastro das usinas hidrelétricas, vemos que Paraibuna teve uma diferença inexpressiva de 0,1%, o que indica que a redução no montante a ser recuperado no mercado de lastro por esta usina praticamente acompanhou a redução do valor econômico do produto lastro após a introdução do PLD piso. Enquanto isso, Salto Verdinho apresentou queda de quase 5%, indicando mais uma vez que a usina a fio d'água é proporcionalmente mais beneficiada no mercado de energia pela presença de preços-piso no sistema, e portanto deve ser mais penalizada no cálculo do produto lastro do que a usina com reservatório.

Já no caso das usinas renováveis, percebe-se que ambas apresentaram queda na remuneração anual pelo produto lastro. Isso acontece porque, assim como a usina hidrelétrica a fio d'água, essas usinas são não-despacháveis e sua geração de energia depende basicamente da disponibilidade de recursos naturais, portanto o farão mesmo que os preços estiverem muito baixos (abaixo do piso). Dessa maneira, por já receberem em certos momentos no mercado de energia uma remuneração acima do custo marginal de operação do sistema, no momento de receber pelo produto lastro elas são penalizadas em relação ao caso base. Em grande parte, esta redução na remuneração ideal do produto lastro acompanha a redução do valor econômico do produto lastro: vemos que a usina solar apresentou um resultado muito parecido com o caso base em relação à quantidade de produto lastro; enquanto a eólica apresentou um ligeiro aumento nesta quantidade.

Em suma, percebe-se que esse caso, mais condizente com a realidade brasileira, altera significativamente os resultados para todos os tipos de usina. Pode-se notar, entretanto, que apesar de dificultar a interpretação dos resultados, os preços piso (e os preços teto mais

baixos) não são um impedimento para a utilização da metodologia, que ainda é capaz de remunerar adequadamente os geradores para que estes realizem os investimentos ótimos no sistema.

6.4 ANÁLISE SIMPLIFICADA PELO LADO DA OFERTA

Como discutido na seção 3.3, a metodologia de precificação e quantificação do produto lastro proposta representa uma visão pelo lado da demanda – isto é, a remuneração de cada gerador é determinada de acordo com o benefício aportado da usina para o consumidor, valorando a disposição a pagar da demanda em cenários críticos pelo custo do déficit. Entretanto, visto que a expansão ótima é resultado de um equilíbrio de mercado entre a oferta e a demanda, outra componente desta análise seria comparar a remuneração do lastro calculada dessa forma com a remuneração que tornaria o empreendimento economicamente viável para o investidor (análise pelo lado da oferta).

Conforme apresentado na seção 3.1, quando o sistema está em equilíbrio no sentido de ter atingido um nível de expansão ótimo, estas duas metodologias de cálculo devem chegar ao mesmo resultado – e a determinação do valor econômico do produto lastro por meio de um leilão no qual os próprios geradores candidatos à expansão fazem suas ofertas garante que haveria esse equilíbrio. Entretanto, é importante ressaltar que esta igualdade não vale necessariamente para todas as usinas do sistema: ao fazer a comparação entre a remuneração do lastro de cada usina pelo lado da demanda e a sua remuneração “ideal” pelo lado da oferta, há essencialmente três possibilidades:

- (=) A igualdade entre o valor do lastro pelo lado da demanda e o valor do lastro pelo lado da oferta é alcançada pelas tecnologias que compõem a *expansão marginal ótima* do sistema: a remuneração total destas usinas (por energia e por lastro) é exatamente suficiente para equilibrar os seus custos (fixos, variáveis, e de investimento). Esta igualdade garante que o sistema está em equilíbrio e atingiu a expansão ótima.
- (<) Quando uma usina tem uma remuneração por lastro inferior ao que precisaria receber para equilibrar os seus custos, isto significa que o benefício trazido por ela ao sistema não justifica os seus custos – o que, no caso de uma usina existente, representa

um *arrependimento* da decisão de ter construído a planta. Esse tipo de situação pode se materializar quando alguma mudança fundamental nos parâmetros do problema (por exemplo, custos de capital ou custos de combustíveis) afeta a escolha das tecnologias ótimas, gerando tanto ganhadores quanto perdedores. Uma forma de os investidores se protegerem deste tipo de risco é firmando contratos de longo prazo – e o desenho do mecanismo pode facilitar isto, oferecendo contratos de mais longo prazo de lastro e/ou energia para a energia nova.

- (>) Quando uma usina tem uma remuneração por lastro superior ao que precisaria receber para equilibrar os seus custos, isto indica que ela é excepcionalmente atrativa para o sistema. Este tipo de situação pode advir das mesmas flutuações dos parâmetros do problema citadas no item anterior. Outro caso em que esse tipo de desbalanceamento ocorre é quando há um sítio extremamente atrativo mas onde apenas uma quantidade limitada de nova capacidade pode ser construída – como é comum no caso de grandes hidrelétricas. Neste caso, a remuneração “extra” capturada pelo agente com o produto lastro pode ser repassada ao consumidor por meio de algum mecanismo especial (no Brasil, os contratos de cotas e os pagamentos por uso de bem público são os principais mecanismos para alocar ao consumidor o benefício das hidrelétricas existentes).

Isto dito, pode-se buscar fazer uma comparação preliminar entre a remuneração total da usina pelo lado da demanda (remuneração por produto energia e produto lastro) e pelo lado da oferta (remuneração por custos fixos, custos variáveis, e custos de capital), o que por sua vez permite identificar em qual das três situações descritas acima o gerador se encontra.

Para esta análise, utilizaremos as premissas de custo por tecnologia apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 16 – Principais componentes de custos das usinas selecionadas

Variável	Potiguar III	Juiz de Fora	Paraibuna	Salto Verdinho	Eólica	Solar
CAPEX (R\$/kW instalado)	2500	3500	5000	6500	5200	5500
Período de construção (anos)	2	3	4	4	3	2
Desembolso anual	50-50	35-45-20	15-35-35-15	15-35-35-15	25-45-30	40-60
O&M fixo (R\$/kW ano)	50,0	35,0	42,0	42,0	65,0	27,5
Encargos estimados (R\$/kW.ano)	55,8	56,1	101,5	94,9	29,9	13,9
Vida útil (anos)	20	20	30	30	20	20
Alíquota PIS/COFINS (%)	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
WACC	10,85%	10,85%	10,85%	10,85%	10,85%	10,85%

A razão para a diferença no nível de encargos setoriais estimados é que as renováveis (eólica e solar) recebem um desconto na sua tarifa fio, enquanto as hidrelétricas pagam um encargo adicional pelo uso do bem hídrico. Para o custo de capital ponderado (*weighted average cost of capital*), utilizamos a WACC real antes de impostos determinada na Nota Técnica 89/2014-SRE/ANEEL para a atividade de geração no Brasil. Visto que estamos comparando este custo de capital com o fluxo de caixa livre da usina, sem representar explicitamente o financiamento e o pagamento de impostos sobre o lucro líquido, esta é a taxa de desconto correta para o cálculo do custo de capital anualizado. As componentes de despesa e receita calculadas para o “ano representativo” da simulação estática do caso base calculadas a partir desses parâmetros são apresentadas na tabela e figura abaixo:

Tabela 17 – Componentes anualizadas de receita e despesa das usinas selecionadas

Componentes anualizadas de receita e despesa (R\$/kW.ano)	Potiguar III	Juiz de Fora	Paraibuna	Salto Verdinho	Eólica	Solar
Receita produto energia	136	921	875	1011	819	446
Receita produto lastro	134	130	94	77	74	39
Custo variável operativo	130	519	0	0	0	0
Custo fixo, encargos e impostos	112	142	214	233	169	82
CAPEX anualizado	328	491	666	866	715	714

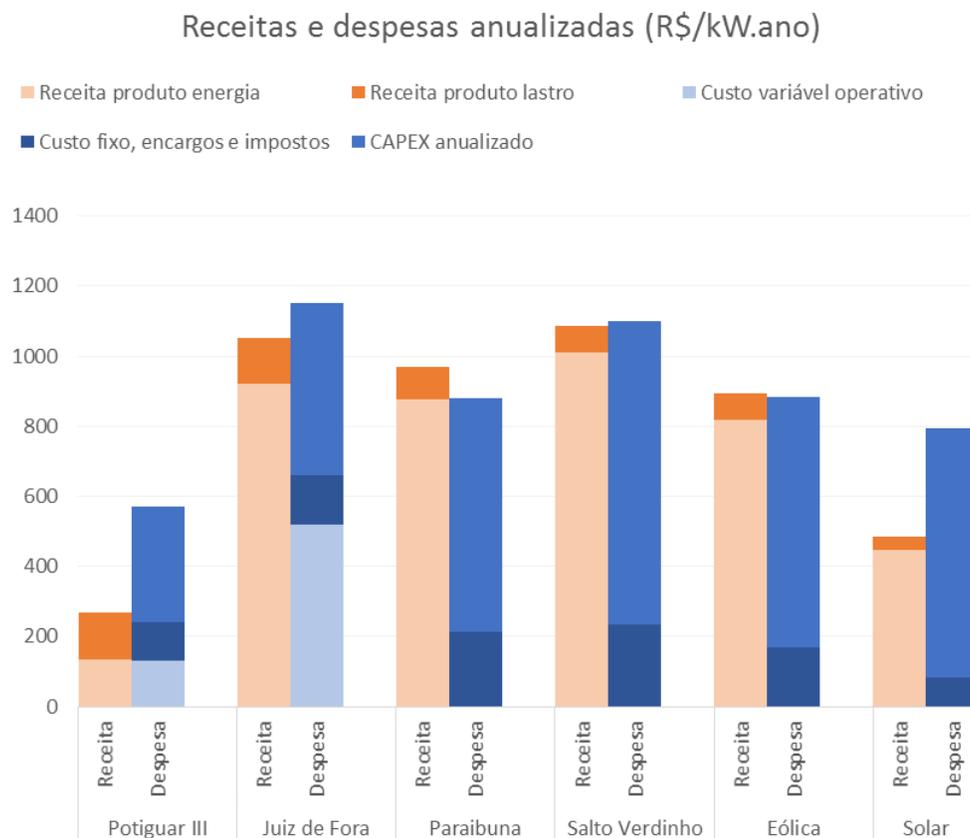


Figura 13 – Análise pelo lado da oferta: receitas e despesas anualizadas. Fonte: elaboração própria.

Observa-se que as usinas de Potiguar III, Juiz de Fora, e a usina solar têm custo total claramente mais alto que a sua receita, o que indica que elas pertencem à segunda categoria listada anteriormente. Consequentemente, na ausência de subsídios ou políticas adicionais, usinas similares a estas não deveriam fazer parte do mix de expansão. Se elas são usinas existentes (caso de Potiguar III e Juiz de Fora), deve-se honrar os compromissos já assumidos anteriormente (por exemplo, contratos de venda existentes de valor mais alto) como um “custo afundado” para o sistema; e ao final da sua vida útil, pode-se cogitar a possibilidade de descomissionamento destas usinas. Já a usina de Paraibuna demonstra-se excepcionalmente valiosa para o sistema, recebendo uma receita por venda de energia e lastro superior aos seus custos. Isto não é surpreendente, visto que trata-se de uma usina hidrelétrica com reservatório e fator de capacidade muito elevado – não há nenhum candidato à expansão com características similares, e o grande benefício que Paraibuna traz ao sistema é corretamente precificado pela metodologia.

As usinas de Salto Verdinho e eólica, por outro lado, encontram-se muito próximas do equilíbrio entre receita e despesa, indicando que elas muito provavelmente fariam parte do mix de expansão ótimo. Este é um resultado encorajador, pois indica que os preços e quantidades de produto lastro obtidos na seção 6.2 são compatíveis com um equilíbrio entre oferta e demanda em que a tecnologia marginal de expansão seria a geração eólica (bem como a geração com usinas a fio d'água, caso existam candidatos à expansão similares a Salto Verdinho). Por outro lado, evidentemente há um certo grau de incerteza quanto às estratégias e preferências dos investidores, o que poderia levar a um equilíbrio diferente caso os investidores fossem mais conservadores ou mais agressivos na apresentação de ofertas para o leilão. Para avaliar este efeito, faremos algumas análises de sensibilidade dos resultados na próxima subseção.

6.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM RELAÇÃO AO CME

Como discutido anteriormente, o custo marginal de expansão (CME) é um dado de entrada para os cálculos do valor econômico do produto lastro e de sua quantidade para cada gerador. Isto porque o custo marginal de operação (CMO) médio deve ser igual ao CME no longo prazo para garantir o equilíbrio do sistema.

Na simulação realizada para os casos anteriores, o CME considerado foi de R\$ 193/MWh, valor proposto pela EPE. No entanto, a determinação do custo marginal de expansão envolve uma grande incerteza, já que incorpora não apenas os custos de investimento e operação mas também o grau de aversão ao risco dos agentes geradores em um mercado, refletido na taxa de retorno aplicada a cada projeto. Uma forma de obter uma estimativa mais precisa destes parâmetros determinantes da disposição a investir dos agentes é utilizar mecanismos competitivos de mercado – e por isso a expansão do sistema brasileiro adotou um modelo baseado em leilões, em que os geradores competem por contratos para geração de energia elétrica, como principal motor da expansão do sistema. Dessa maneira, na prática, o CME definido pela EPE é um *benchmark* do custo marginal de expansão do sistema, mas na verdade o custo real da expansão a cada leilão é efetivamente o resultado de

um processo competitivo que envolve um alto grau de incerteza, pois não é trivial se determinar *a priori* a aversão ao risco e a taxa de retorno de cada agente.

Nesse contexto, foram feitas simulações com outros custos marginais de expansão, a fim de se observar a variação nos resultados obtidos anteriormente e de mostrar que a metodologia proposta incorpora diferentes graus de aversão ao risco através da variação do CME. Esse é um ponto bastante relevante, pois como foi visto na subseção 6.2.2, o grau de aversão ao risco dos agentes é um dos fatores que podem contribuir para uma expansão inadequada do sistema, portanto é essencial que a metodologia proposta seja capaz de incorporar essa variável.

Para isso, foi simulada uma sensibilidade para um CME maior do que o caso base, de R\$ 212/MWh e outra para um CME menor, de R\$ 172/MWh. A escolha desses valores visou apresentar alternativas com variação de aproximadamente 10% em relação ao caso base, o que é razoável, pois variações muito maiores que essas são improváveis, se o CME fornecido pela EPE estiver razoavelmente bem calculado. Evidentemente, para custos de investimento e operação constantes, o caso com CME alto indica maior aversão ao risco dos agentes, resultando em uma TIR mais alta; e o contrário acontece no caso de CME mais baixo.

Nesse sentido, retornaremos às regras de mercado do caso base inicial, retratado na seção 6.2, com PLD teto de R\$1000,00/MWh e sem preço-piso, no qual o valor do produto lastro sofre menos distorções, e compararemos esses resultados com os casos de sensibilidade realizados para diferentes custos marginais de expansão.

6.5.1 Cálculo do valor econômico do produto lastro dos casos de sensibilidade

Após determinar diferentes valores para o CME através de variações da taxa interna de retorno dos investimentos, deve-se ajustar o sistema a ser simulado para que o custo marginal de operação nos cinco anos centrais de interesse convirjam para esse valor. Para isso, foi utilizado o mesmo procedimento descrito na seção 6.1, mantendo a configuração das usinas do sistema constantes e variando-se a demanda em simulações sequenciais até se

convergir para o custo marginal de operação desejado. As tabelas abaixo resume os resultados do CMO, PLD* e o valor econômico do produto lastro dos casos simulados:

Tabela 18 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso de sensibilidade alta do CME

CMO médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
211,83	211,83	211,78	211,78
PLD* médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
192,44	192,44	192,43	192,43
Produto lastro (CMO - PLD) (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
19,39	19,39	19,36	19,36

Tabela 19 – CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso de sensibilidade baixa do CME

CMO médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
172,47	172,47	172,43	172,43
PLD* médio anual (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
160,14	160,14	160,12	160,12
Produto lastro (CMO - PLD) (R\$/MWh)			
Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
12,32	12,32	12,31	12,31

Tirando-se uma média do subsistemas, é possível fazer uma melhor comparação entre o caso base e as sensibilidade, como mostrado na tabela a seguir:

Tabela 20 – Comparação do CMO, PLD e valor econômico do produto lastro para o caso base e as sensibilidades em relação ao CME

Preços	Sensibilidade baixa	Caso base	Sensibilidade alta
CMO Médio anual (R\$/MWh)	172,45	193,35	211,81
PLD* Médio anual (R\$/MWh)	160,13	177,70	192,44
(CMO - PLD*) Médio anual (R\$/MWh)	12,32	15,65	19,38

Comparação do CMO, PLD* e valor econômico do produto lastro do caso base e sensibilidades

Como esperado, custos marginais de operação mais altos resultam em um maior preço para o produto lastro, pois são resultados de um sistema com uma demanda mais alta e preços mais altos, portanto o valor esperado da diferença entre CMO e PLD* aumenta. O contrário acontece para a outra sensibilidade.

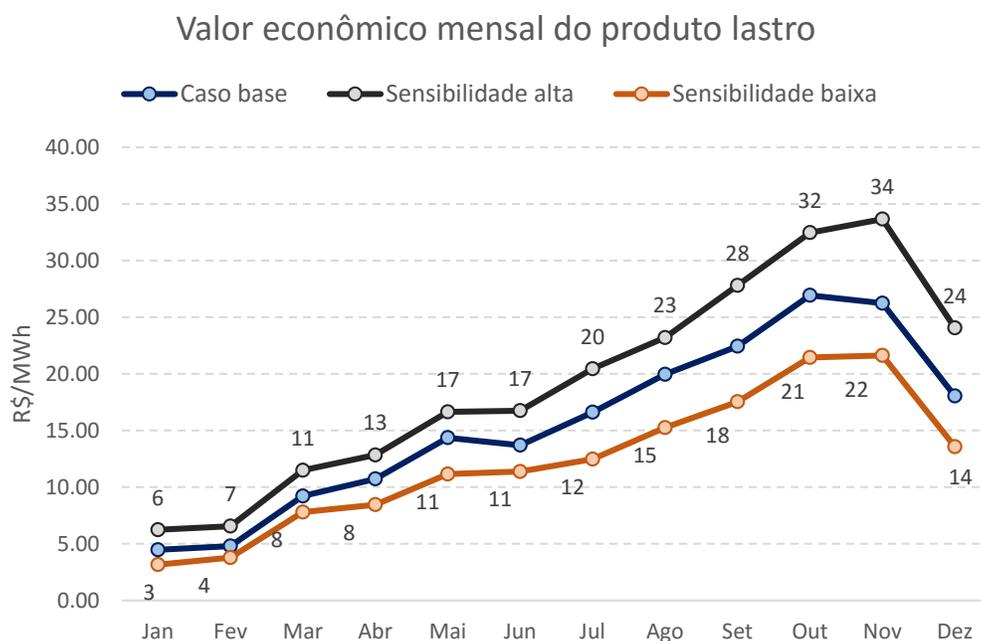


Figura 14 – Valor econômico do produto lastro (caso base e sensibilidades do CME). Fonte: elaboração própria.

Como esperado, as sensibilidades apresentam perfis muito parecidos com o caso base, pois o valor econômico do produto lastro é maior no período seco para qualquer CME.

6.5.2 Cálculo do produto lastro das usinas dos casos de sensibilidade no CME

Seguindo a metodologia proposta, o próximo passo é calcular o produto lastro das mesmas usinas selecionadas, agora para os casos de sensibilidade. Dessa forma, se buscará avaliar o efeito do CME no produto lastro a ser oferecido por cada usina, ou seja, quanto a contribuição de cada uma delas muda para o sistema para diferentes preços de equilíbrio. A

tabela abaixo apresenta os resultados encontrados para as usinas das sensibilidades alta e baixa, respectivamente:

Tabela 21 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso de sensibilidade alta do CME

	A Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	B Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	C Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	D Produto lastro (MW médio)	E Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLD_{st}^*) \cdot G_t]$	$E_{st \in \text{ano}}(CMO_{st} - PLD_{st}^*)$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	9.085.542,46	19,36	469,4	53,4	97,5%
Juiz de Fora	14.020.176,00	19,39	723,1	82,3	94,5%
Paraibuna	9.913.706,05	12,32	511,3	58,2	66,9%
Salto Verdinho	8.932.467,76	12,32	460,7	52,4	56,4%
Eólica	90.945,34	19,36	4,7	0,535	53,5%
Solar	48.312,43	19,36	2,5	0,284	28,4%

Tabela 22 – Resultados da metodologia para as usinas selecionadas para o caso de sensibilidade baixa do CME

	A Remuneração “extra” não recebida no mercado de energia (R\$/ano)	B Valor econômico do produto lastro no subsistema (R\$/MWh)	C Energia não remunerada pelo mercado de energia (GWh)	D Produto lastro (MW médio)	E Produto lastro em relação à potência instalada (%)
Fórmula para determinação	$\sum_{t \in \text{ano}} [(CMO_{st} - PLD_{st}^*) \cdot G_t]$	$E_{st \in \text{ano}}(CMO_{st} - PLD_{st}^*)$	$\frac{A}{B}$	$\frac{C * 1000}{8784}$	$\frac{D}{Potência}$
Potiguar III	5.777.733,15	12,31	469,4	53,4	97,5%
Juiz de Fora	8.911.875,19	12,32	723,1	82,3	94,5%
Paraibuna	6.120.534,31	12,32	496,6	56,5	65,0%
Salto Verdinho	5.644.953,14	12,32	458,0	52,1	56,1%
Eólica	58.030,90	12,31	4,7	0,537	53,7%
Solar	30.671,41	12,31	2,5	0,284	28,4%

Resumo dos cálculos referentes ao produto lastro das usinas selecionadas: sensibilidade baixa

Os resultados acima mostram o procedimento para se calcular a remuneração e a quantidade de produto lastro de cada usina nos casos de sensibilidade, assim como foi feito no caso base. Podemos, então, realizar uma comparação desses resultados entre os três casos, como nas tabelas abaixo.

Tabela 23 – Comparação da quantidade de produto lastro das usinas entre o caso base e as sensibilidades do CME

Produto lastro / Potência instalada			
Usina	Sensibilidade baixa	Caso base	Sensibilidade alta
Potiguar III	97,5%	97,5%	97,5%
Juiz de Fora	94,5%	94,5%	94,5%
Paraibuna	65,0%	68,2%	66,9%
Salto Verdinho	56,1%	56,0%	56,4%
Eólica	53,7%	53,8%	53,5%
Solar	28,4%	28,4%	28,4%

Tabela 24 – Comparação da remuneração das usinas entre o caso base e as sensibilidades do CME

Remuneração anual a ser recebida pelo produto lastro			
Usina	Sensibilidade baixa	Caso base	Sensibilidade alta
Potiguar III	5.777.733,15	7.339.787,82	9.085.542,46
Juiz de Fora	8.911.875,19	11.324.626,77	14.020.176,00
Paraibuna	6.120.534,31	8.164.553,60	9.913.706,05
Salto Verdinho	5.644.953,14	7.165.155,17	8.932.467,76
Eólica	58.030,90	73.839,71	90.945,34
Solar	30.671,41	38.941,60	48.312,43

Pelos resultados apresentados acima, nota-se que a porcentagem de produto lastro em relação à potência instalada pouco mudou do caso base para as sensibilidades, o que indica que o produto lastro é uma grandeza relativamente estável mesmo à medida que o custo marginal de expansão se altera – uma característica desejável para se implementar um mecanismo de remuneração por confiabilidade. A usina de Paraibuna foi a única que apresentou uma variação levemente mais expressiva entre os três cenários, embora mesmo para esta usina as diferenças tenham sido da ordem de apenas 3%. Visto que o maior valor de produto lastro para esta usina foi obtido no caso base e não na sensibilidade mais alta, não parece haver uma relação direta entre o CME e a quantidade de lastro da usina. De fato, diversos fatores complexos podem contribuir para esse resultado, entre eles (i) uma redistribuição do benefício gerado pela usina que faz com que ela tenha um ganho maior (ou menor) no mercado de energia, reduzindo (aumentando) sua receita ideal no mercado de lastro; (ii) uma redistribuição do benefício gerado entre outras usinas do sistema, visto que mudanças no balanço oferta-demanda podem alterar a forma ótima de se explorar as sinergias

hidrológicas entre elas; e (iii) simples variações amostrais ligadas à natureza estocástica do problema e possíveis soluções degeneradas.

Por outro lado, as diferenças relevantes decorrentes das sensibilidades realizadas são mostradas na tabela XX. Nela, vemos que os resultados *financeiros* decorrentes do pagamento por produto lastro são alterados de forma muito mais substancial de um caso para o outro. Evidentemente, se a quantidade de produto lastro não apresentou grandes variações de um caso para outro e o valor econômico do produto lastro muda significativamente entre eles, o pagamento pela segurança do sistema sofre grandes alterações para diferentes custos marginais de expansão e operação.

Dadas as pequenas diferenças na quantidade de produto lastro, as diferenças pelo pagamento financeiro são aproximadamente da mesma proporção das verificadas nos preços do produto lastro em cada caso. Como esse preço foi de aproximadamente R\$ 15,65/MWh no caso base e de R\$ 12,32/MWh e R\$ 19,38/MWh em cada uma das sensibilidades, temos variações da ordem de 21% do caso base para a sensibilidade baixa e de 23% do caso base para a sensibilidade alta. Como mostrado na tabela, para a maioria das usinas (exceto as renováveis, modeladas com capacidade baixa de 1 MW), essa diferença representa milhões de reais anualmente.

Dessa forma, confirma-se que o CME e toda a incerteza associada a ele são cruciais na determinação do pagamento a ser recebido pelo produto lastro e, conseqüentemente, para a garantia de segurança do sistema. Como a sua determinação depende das decisões de investimento de cada agente, das suas percepções de risco e taxas de retorno esperadas, o presente trabalho defende que o valor econômico do produto lastro seja determinado através de um processo competitivo, em vez de centralizadamente por uma autoridade.

6.6 SUBSÍDIO A UM LEILÃO PARA CONTRATAÇÃO DE PRODUTO LASTRO

O desenho de um mecanismo de leilão que permita a alocação de produto lastro entre os agentes de forma ótima exigiria uma análise muito mais aprofundada e preparação de um arcabouço regulatório mais extenso, que foge ao escopo deste estudo. Países como a

Colômbia, o Reino Unido, o México, e os mercados do PJM e New England nos Estados Unidos implementaram mecanismos em que os agentes têm a possibilidade de comprometer produto capacidade (que é contabilizado de forma separada do produto energia) em leilões *ex ante* – e a experiência desses países certamente seria relevante para o desenho deste novo mecanismo no Brasil.

A principal contribuição deste trabalho seria como proposta de metodologia para a determinação do produto lastro e ilustração de como poderia ser realizado o procedimento de preparação de cada leilão – que envolveria a estimativa de um valor de referência para o custo marginal de expansão para determinação das quantidades de produto lastro que poderiam ser ofertadas por cada agente no leilão. Em seguida, os geradores futuros e novos podem submeter ofertas de preço por esse produto lastro em um processo competitivo, permitindo a obtenção do preço de equilíbrio do produto lastro para o sistema. A figura a seguir esquematiza o procedimento proposto.

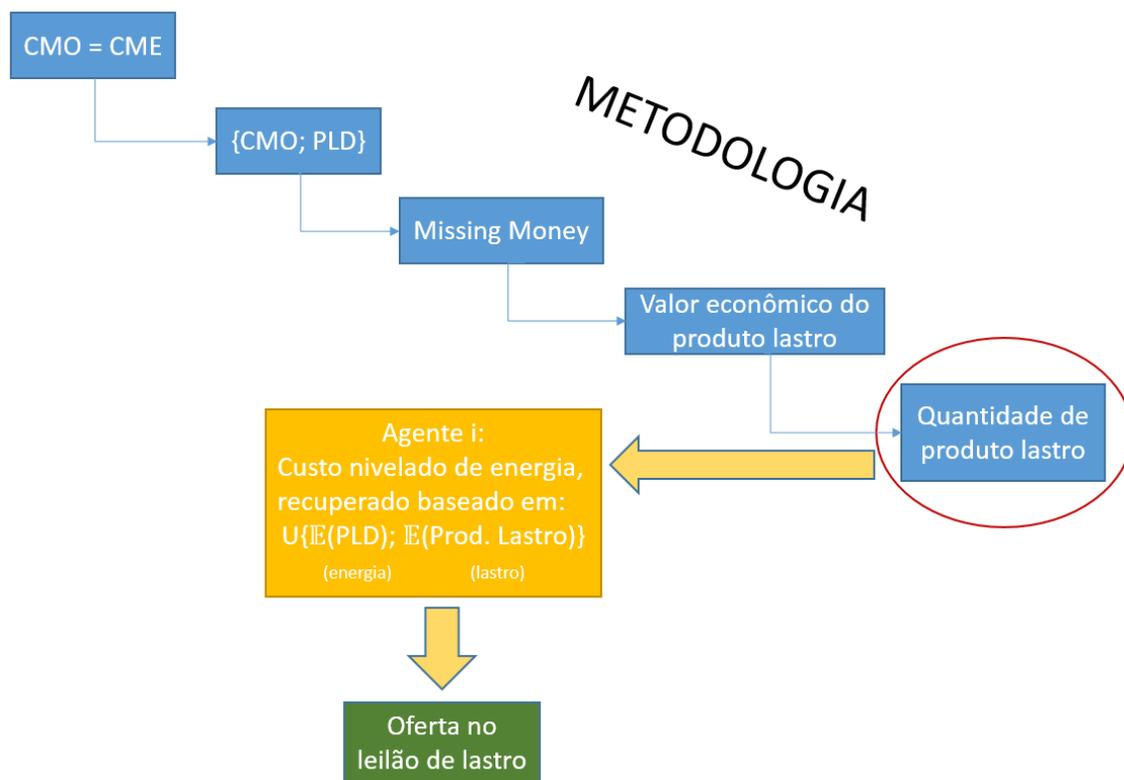


Figura 15 – Esquema da metodologia e subsídio para oferta dos agentes nos leilões de lastro. Fonte: elaboração própria.

Um questionamento cabível é que as quantidades do produto a serem ofertadas no leilão são dependentes do valor econômico do produto na metodologia (o quociente da receita cabível a cada gerador pelo valor econômico do produto lastro no sistema), como indicado nas análises de sensibilidade. Portanto seria possível argumentar que os agentes não poderiam saber a quantidade de lastro que poderiam ofertar de antemão, já que essa informação é dependente do preço e o preço só é obtido ao fim do leilão. Entretanto, notemos, após a realização desta sensibilidade, que a quantidade de produto lastro é pouco sensível ao CME considerado. Portanto, o cálculo *ex-ante* das quantidades de produto lastro de cada agente com um CME de referência (por exemplo, definido pela EPE) não resultaria, de modo geral, em grandes divergências entre a quantidade conferida de produto lastro a cada agente e a quantidade ótima indicada pela metodologia. Vale notar que um procedimento similar já é adotado atualmente no Brasil, onde a garantia física, que é a quantidade que o gerador pode comercializar no leilão, é calculada baseada em um CME estimado anterior ao leilão (e não ao preço definido pelo resultado do mesmo). Este tipo de desenho é benéfico para os geradores, já que elimina uma componente de incerteza referente à quantidade de produto lastro que lhe seria conferida após conhecido o resultado do leilão.

7 CONCLUSÕES

O mecanismo de confiabilidade do setor elétrico brasileiro determina a comercialização conjunta de dois produtos distintos: energia e lastro. Enquanto o primeiro é a energia elétrica em si, a ser gerada e consumida, o segundo se refere a um valor adicional a ser recebido por geradores pela capacidade de geração de energia em momentos de necessidade, o que também é comumente chamado de produto confiabilidade. Esses produtos são vendidos pelos geradores de energia elétrica sob a forma de garantia física, que é a quantidade máxima de geração que pode ser comprometida sob a forma de contratos.

A comercialização conjunta dos produtos energia e lastro fez sentido quando os leilões foram implementados no Brasil, quando se buscava simplicidade e incentivos aos investimentos em geração em um período pós-acionamento. Entretanto, além de ser conceitualmente incoerente, pois tratam-se de dois produtos diferentes, isso gera problemas como a expansão desigual dos mercados livre e regulado, falta de eficiência e liquidez no mercado de energia e alocação desproporcional de riscos entre geradores e consumidores.

Procura-se, através da separação dos dois produtos, contribuir para maior eficiência do mercado de energia do Brasil, e alocar de maneira mais justa e coerente os riscos entre os agentes do mesmo.

Neste trabalho, foi apresentada uma metodologia que busca determinar a quantidade de produto lastro para cada agente do sistema elétrico brasileiro. Esta quantidade é determinada economicamente através do equilíbrio de mercado, em que os custos marginais de operação e expansão do sistema devem ser equivalentes. Através da condição de equilíbrio, mostra-se que o mercado de energia não é capaz de remunerar os agentes de acordo com a expansão ótima do sistema, pela presença de preços-teto no mesmo. Isso cria o “missing money” no sistema, cuja alocação deve ser proporcional à contribuição de cada gerador para a segurança de suprimento do sistema e atendimento à demanda. Dessa forma, acha-se o valor econômico do produto lastro para o sistema e quantidade desse produto relativa a cada agente, objetivo central da metodologia.

Dessa forma, com a quantidade de produto lastro de cada agente determinada, é possível que a comercialização do produto lastro seja feita de forma competitiva, através de leilões de lastro, no qual os novos agentes fariam ofertas de preço por essas quantidades a eles alocadas. Isso permitiria que os agentes incorporassem às suas ofertas as suas expectativas de remuneração no mercado de energia (de forma a recuperar seus custos totais através da combinação de ambas as fontes de receita), utilizando o leilão de lastro como um complemento à remuneração esperada pela venda de energia – o que é exatamente o propósito desse produto.

Ressalta-se que o produto lastro apresentado neste trabalho é um conceito econômico, e não físico. Ele resulta da alocação eficiente de recursos não remunerados através do mercado de energia aos agentes que contribuem para o atendimento do sistema nesses momentos de escassez.

Para trabalhos futuros, seria interessante uma abordagem considerando aversão ao risco dos agentes geradores mais explícita e detalhada (a análise deste trabalho realizou o procedimento para diferentes custos marginais de expansão, mas a abordagem poderia ser aprofundada). Além disso, a realização de outras sensibilidades detalhadas, sob outros critérios que não necessariamente o custo de investimento dos geradores, mas também em outros fatores como demanda, hidrologia, aversão ao risco na operação etc. Outro trabalho futuro de grande relevância para a aplicação da metodologia proposta neste estudo é a determinação e análise de penalidades pela não entrega do produto lastro (ou seja, pela falta de geração nos momentos em que o gerador deveria entregar energia, pois está recebendo para isso através do produto lastro). Por fim, estudos de impactos financeiros da aplicação da metodologia para os fluxos de caixa de geradores, distribuidores, consumidores livres (incluindo análise de condições de financiamento e *project finance*) seriam de grande relevância para a viabilidade da metodologia.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEMO, 2015, *Pricing Event Reports – February 2015*. Disponível em: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Resources/Reports-and-Documents/Pricing-Event-Reports/February-2015>
- ÁVILA, P., GRANVILLE, S., BARROSO, L., BEZERRA, B., PEREIRA, M., DOMINGUES, D., ARAÚJO, V., 2013, “Alocação de garantia física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante”. XXII SNPTEE.
- ÁVILA, P., BEZERRA, B., BARROSO, L., GRANVILLE, S., PEREIRA, M., ARAÚJO, V., DOMINGUES, D., 2013, “Cálculo da Garantia Física Total do Sistema Considerando Restrições de Aversão ao Risco na Política Operativa”. XXII SNPTEE.
- BARROSO, L., RUDNICK, H., MORENO, R., BEZERRA, B., 2007, “Ensuring Resource Adequacy with Auctions of Options and Forward Contracts”. IEEE Power Engineering Society General Meeting.
- BATLLE, C., BARROSO, L., PÉREZ-ARRIAGA, I., 2010, “The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America”. IIT Working Paper IIT-08-061A. *Energy Policy*, doi:10.1016/j.enpol.2010.07.037
- CIGRÉ, 2013, Regulatory incentives for capital investments in electricity systems. Working Group C5-10.
- CIGRÉ, 2016, *Capacity mechanisms: needs, solutions and state of affairs*. Working group C5-17. ISBN: 978-2-85873-350-7.
- CORREA CÉSAR, T., 2015, *Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão a Risco*. Dissertação de M.Sc., PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CRAMTON, P. and STOFT, S., “The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity,” manuscrito, Abr, 2006.

CUNHA, G, 2013, Uma análise comparativa de implementações de mercados de confiabilidade: estudo de caso do Brasil e Colômbia. PPE – Regulação e Planejamento do Setor Elétrico.

DE VRIES, L.J., 2003, “The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets. Research Symposium on European Electricity Markets”, The Hague, Netherlands.

EPE, 2008, Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. Disponível em: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%C3%A1lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf

EPE, 2016, Custo Marginal de Expansão – Metodologia e Cálculo. Disponível online em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf>

HANCHER, L., DE HAUTECLOCQUE, A., SADOWSKA, M. 2015. “Capacity Mechanisms in the EU energy market: law, policy and economics”. Oxford: Oxford University Press, 2015. ISBN: 9780198749257; 0198749252.

IDB, 2014, “Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean”. Working Paper. Disponível online em: <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6711/Study-on-the-Development-of-the-Renewable-Energy-Market-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf>

JOSKOW, P., 2008, “Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. The Energy Journal, Special Issue”. *The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery*.

JOSKOW, Paul L. Competitive electricity markets and investment in new capacity. CEEPR Working Paper No. 0609, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. Forthcoming in Oxford Review of Economic Policy, 2006.

LALOR, R.P, GARCÍA, H., 1996, “Reshaping Power Markets: Lessons from South America”. *The Electricity Journal*, vol. 9, March.

MILLÁN, J. “*Entre el Mercado y el Estado: Três décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. Banco Internacional de Desarrollo*”. ISBN: 1-59782-028-8 Washington, D.C. 2006

NEUHOFF, K., DE VRIES, L.J., 2004, “Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generations”. *Utilities Policy*, vol. 12, December.

Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL. Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/resultado/wacc_geracao_3_-_fechamento_ap_-_v5.pdf

PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. V. M. G., 1991,. “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”. *Mathematical Programming*, 52 (1), pp. 359-375.

PEREIRA, M.V.F., 1989, “Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems”. *Electrical Power & Energy Systems*, 11(3), pp. 161–169.

PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G., “Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach”. *Water Resources Research*, vol. 21(6), 1985.

PSR, 2016, “SDDP, Manual do Usuário, versão 14”.

SCHWEPPE, F., CARAMANIS, M., TABORS, R., BOHN, R. 1988, *Spot Pricing of Electricity*. Springer Science & Business Media.

UK DECC. 2011. “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity. United Kingdom Department of Energy and Climate Change”.

Disponível em:

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48129/2176-emr-white-paper.pdf

VÁZQUES, C., RIVIER, M., PÉREZ-ARRIAGA, I.J., 2002, “A Market Approach to Long-Term Security of Supply”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2.

WILLIS, K. G., GARROD, G.D, 1997, “Electricity Supply Reliability: Estimating the Value of Lost Load”. *Energy Policy*. Vol. 25, No. 1, pp. 97-103.

9 ANEXO I: EXPRESSÃO SIMPLIFICADA PARA GARANTIAS FÍSICAS

A formulação oficial usada para o cálculo da garantia física de usinas termelétricas, conforme definida na Portaria MME n. 258 de julho de 2008 e aplicada oficialmente até março de 2016, pode ser expressa como segue:

$$GF_j^{Brasil} = \frac{\sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{s \in \mathbb{S}} \sum_{m \in \mathbb{M}} CMO_{tsm} \cdot G_{tsjm}}{\sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{s \in \mathbb{S}} \sum_{m \in \mathbb{M}} CMO_{tsm} \cdot \sum_{j \in \mathbb{J}} G_{tsjm}} \times \sum_{m \in \mathbb{M}} D_m \quad (*)$$

Onde

GF_j^{Brasil} Garantia física da usina j (aplicável sem ressalvas para usinas térmicas)

G_{tsjm} Geração (MWh) da usina j , localizada no submercado m , no período t , série s

CVU_{tsm} Custo marginal de operação (\$/MWh) no período t , série s , submercado m

D_m Demanda crítica usada na simulação no submercado m

$t \in \mathbb{T}$ Períodos distintos simulados (meses e anos individuais)

$s \in \mathbb{S}$ Cenários amostrados usados para a simulação

$j \in \mathbb{J}$ Cenários amostrados usados para a simulação

$m \in \mathbb{M}$ Conjunto de submercados do sistema brasileiro (quatro ao todo)

Neste anexo matemático, representaremos as simplificações e hipóteses subjacentes necessárias para que seja possível representar esta formulação oficial na forma alternativa introduzida no capítulo 4:

$$GF_j^{Brasil} = \frac{\mathbb{E}_{ts} CMO_{ts} \cdot G_j^{ts}}{\mathbb{E}_{ts} CMO_{ts}} \quad (**)$$

A primeira hipótese subjacente utilizada é que não existe distinção de custo marginal de operação entre os submercados. Em um sistema em que não há perdas nem restrições de transmissão, de fato a tendência é que todos os custos marginais se igualem, visto que é possível transferir oferta de um submercado para o outro sem custo algum até que a oferta e a demanda alcancem um equilíbrio. Usando esta hipótese, podemos escrever que $CMO_{tsm} = CMO_{ts}$.

A segunda hipótese importante é que existe um equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema: o que implica que a geração total do sistema, dada pela soma das gerações individuais $\sum_{j \in \mathbb{J}} G_{tsjm}$, deve necessariamente ser igual à demanda total do sistema, dada pela soma das demandas em cada um dos submercados a cada instante t e cada série s , $\sum_{m \in \mathbb{M}} D_{tsm}$. Esta é uma premissa forte, visto que para que essa igualdade se verifique é necessário que o equilíbrio atingido pelo sistema não apresente nenhum nível de déficit na demanda em nenhum dos períodos e cenários simulados – uma condição que raramente é verificada na prática. Entretanto, se for possível utilizar esta premissa, tem-se que $\sum_{j \in \mathbb{J}} G_{tsjm} = \sum_{m \in \mathbb{M}} D_m$.

A terceira hipótese é que a demanda não varia mês a mês e nem série a série, o que resulta que $D_{tsm} = D_m$. A premissa de que a demanda não varia por série é razoável, visto que muitas implementações aplicadas ao setor elétrico brasileiro adotam uma representação determinística da demanda (sem incerteza). A hipótese de que a demanda é constante nos meses do ano é menos realista, mas trata-se de uma condição necessária para a equivalência entre as duas representações.

Finalmente, basta lembrar que o valor esperado para amostragens diretas equiprováveis é diretamente proporcional à soma, de modo que $\mathbb{E}_{ts} X_{ts} = \frac{1}{|\mathbb{T}||\mathbb{S}|} \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{s \in \mathbb{S}} X_{ts}$ para qualquer variável X . Finalmente, substituindo na expressão (3), temos o resultado desejado de equivalência entre as expressões (*) e (**).

Observa-se que uma forma de conseguir a equivalência entre as duas expressões sem precisar lançar mão de hipóteses subjacentes tão fortes seria simplesmente definir a demanda crítica D_m de outra forma, que dependesse dos parâmetros operativos do sistema CMO e G . Um artifício deste tipo é usado na seção 5.1.4.