

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ECONOMIA E FINANÇAS – FGV EPGE
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA E FINANÇAS

JULIANA XAVIER MALTA SERRA

**EFEITO DO DESPACHO POR OFERTA EM SISTEMAS
PREDOMINANTEMENTE HIDRELÉTRICOS: PODER DE MERCADO E
SEGURANÇA DE SUPRIMENTO NO CONTEXTO COLOMBIANO**

Rio de Janeiro
2025

JULIANA XAVIER MALTA SERRA

EFEITO DO DESPACHO POR OFERTA EM SISTEMAS
PREDOMINANTEMENTE HIDRELÉTRICOS: PODER DE MERCADO E
SEGURANÇA DE SUPRIMENTO NO CONTEXTO COLOMBIANO

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado Profissional, da Fundação
Getúlio Vargas, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre
em Economia e Finanças.

Área de Concentração: Economia e
Finanças de Energia

Orientador: Diogo Lisbona Romeiro
Coorientador: Gabriel Rocha de Almeida
Cunha

Rio de Janeiro
2025

Serra, Juliana Xavier Malta

Efeito do despacho por oferta em sistemas predominantemente hidrelétricos: poder de mercado e segurança de suprimento no contexto colombiano / Juliana Xavier Malta Serra. – 2025.

72 f.

Dissertação (mestrado) – Escola Brasileira de Economia e Finanças.

Orientador: Diogo Lisbona Romeiro.

Coorientador: Gabriel Rocha de Almeida Cunha.

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica. 2. Preços. 3. Custo. 4. Energia hidreletrica.
5. Colombia. I. Lisbona, Diogo. II. Cunha, Gabriel Rocha de Almeida. III. Fundação Getulio Vargas. Escola Brasileira de Economia e Finanças. IV. Título.

CDD – 333.7932

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ECONOMIA E FINANÇAS
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS
FOLHA DE APROVAÇÃO**

JULIANA XAVIER MALTA SERRA

“EFEITO DO DESPACHO POR OFERTA EM SISTEMAS PREDOMINANTEMENTE HIDRELÉTRICOS: PODER DE MERCADO E SEGURANÇA DE SUPRIMENTO NO CONTEXTO COLOMBIANO”.

DISSERTAÇÃO APRESENTADO AO CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS QUE CONFERIU O GRAU DE MESTRA EM ECONOMIA EMPRESARIAL E FINANÇAS.

DATA DA DEFESA: 11/07/2025

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA

PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA: PROF. DIOGO LISBONA ROMEIRO

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF. DIOGO LISBONA ROMEIRO
ORIENTADOR

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF. RAFAEL MARTINS DE SOUZA
MEMBRO INT. - FGV EPGE

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF^a GABRIEL ROCHA DE ALMEIDA CUNHA
MEMBRO EXT. - EPSR

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF^a VIVIAN FINGER
MEMBRO EXT. - NEW YORK UNIVERSITY

RIO DE JANEIRO, 11 DE JULHO DE 2025.

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF. VALDEMAR RODRIGUES DE PINHO NETO
COORDENADOR

<ASSINADO ELETRONICAMENTE>

PROF ANTONIO DE ARAUJO FREITAS JUNIOR
PRÓ-REITOR DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

ESTE É UM TRABALHO ORIGINAL ONDE FOI VERIFICADA A NÃO EXISTÊNCIA DE PLÁGIO E DE UTILIZAÇÃO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL, NÃO EXPLICITADA, NO CORPO DO TRABALHO ATESTADO PELO ALUNO(A) E ORIENTADOR(A). ESTE DOCUMENTO NÃO CONFERE TÍTULO. PARA TAL DEVERÃO SER CUMPRIDOS OS REQUISITOS DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO.

RESUMO

O mercado de eletricidade da Colômbia, caracterizado por sua alta dependência de geração hidrelétrica e por uma estrutura liberalizada, é vulnerável à variabilidade hidrológica e a eventos climáticos como El Niño e La Niña. Diferentemente de seus vizinhos na América do Sul, a Colômbia opera um mercado atacadista baseado em ofertas, no qual os preços de eletricidade são determinados a partir das ofertas dos agentes de geração. Essas ofertas incluem quantidades, representando a disponibilidade de geração do agente, e preços, que geralmente representam os custos variáveis de produção das usinas (ou custos de oportunidade para hidrelétricas) somados a um componente de prêmio de risco. No entanto, um dos principais desafios nesses mercados é separar o que de fato corresponde a parcela de custo variável da usina e a margem do agente relacionada a sua percepção de risco no mercado. Neste contexto, este estudo investiga os potenciais markups (margens) dos agentes no mercado atacadista de eletricidade colombiano por meio de uma análise contrafactual que simula um despacho baseado em custos de geração para um período de dez anos (Jan/2014-Mar/2024). Ao comparar os preços simulados do despacho por custo com os preços reais de mercado, foi identificado um markup médio que pode ser explicado por diferentes variáveis refletindo as condições do mercado em diferentes momentos. Modelos de regressão com variáveis explicativas de mercado foram estimados para analisar o comportamento desses markups ao longo do período analisado. Uma primeira conclusão que se pôde extrair desta análise é que os markups dos agentes aumentam em situações de escassez – aplicando um multiplicador mais elevado sobre os preços também elevados associados a momentos de El Niño. Uma segunda conclusão relevante diz respeito a um fato relevante ocorrido durante o evento de El Niño de 2023-24, quando houve um anúncio pelo governo de uma possível regulação de preço teto. Os resultados indicam que, em linha com o esperado pela teoria, a ameaça regulatória reduziu as ofertas de preço dos agentes, destacando o impacto das expectativas dos agentes na formação dos preços de eletricidade. Este estudo contribui para a compreensão da dinâmica de formação de preços spot, do comportamento dos agentes no mercado e das implicações regulatórias no setor elétrico colombiano, oferecendo insights relevantes para formuladores de políticas em mercados similares, dependentes de geração hidrelétrica e baseados em ofertas.

Palavras-chave: mercado de eletricidade colombiano, preços de eletricidade no mercado atacadista, hidrelétricas, El Niño, despacho por custo, despacho por oferta, markup de preços de eletricidade, poder de mercado, mecanismo de *price cap*.

ABSTRACT

Colombia's electricity market, characterized by its high dependence on hydropower generation and a liberalized structure, is vulnerable to hydrological variability and climate events such as El Niño and La Niña. Unlike its neighbors in South America, Colombia operates a bid-based wholesale market, in which electricity prices are determined based on the bids of generation agents. These bids include quantities, representing the agent's generation availability, and prices, which generally represent the variable production costs of power plants (or opportunity costs for hydro plants) plus a risk premium component. However, one of the main challenges in such markets is to distinguish the portion of the offer that truly reflects the plant's variable cost from the agent's markup related to their risk perception in the market. In this context, this study investigates the potential markups of agents in the Colombian wholesale electricity market through a counterfactual analysis simulating a cost-based dispatch for a ten-year period (Jan/2014–Mar/2024). By comparing the simulated cost-based dispatch prices with real market prices, an average markup was identified that can be explained by different variables reflecting market conditions at different moments. Regression models with explanatory market variables were estimated to analyze the behavior of these markups over the analyzed period. A first conclusion that could be drawn from this analysis is that agents' markups increase in situations of scarcity – applying a higher multiplier on the also high prices associated with El Niño moments. A second relevant conclusion concerns a relevant event that occurred during the 2023-24 El Niño event, when the government announced a possible price ceiling regulation. The results indicate that, in line with what is expected by theory, the regulatory threat reduced agents' price offers, highlighting the impact of agents' expectations on the electricity prices' formation. This study contributes to the understanding of spot price dynamics, market agents behavior, and regulatory implications in the Colombian electricity sector, providing relevant insights for policymakers in similar hydro-dependent and bid-based electricity markets.

Keywords: Colombian electricity market, wholesale electricity prices, hydropower, El Niño, cost-based dispatch, bid-based dispatch, electricity prices markup, market power, price cap mechanism.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Equilíbrio de mercado com mecanismo de price cap.....	13
Figura 2. Participação por fonte em capacidade instalada na Colômbia em Nov/2024.	19
Figura 3. Participação por fonte na geração de eletricidade na Colômbia em 2023.	20
Figura 4. Geração mensal de eletricidade por fonte na Colômbia entre Jan/2009 e Nov/2024.	20
Figura 5. Exemplo de formação de preços no mercado spot colombiano.....	22
Figura 6. Exemplo do funcionamento do preço de escassez na Colômbia.....	26
Figura 7. Preços de energia mensais no mercado atacadista colombiano.	33
Figura 8. Funções de Custo Imediato e Custo Futuro e política operativa ótima.....	37
Figura 9. Política operativa ótima e valor da água.	38
Figura 10. Exemplo dos dados de entrada e saída do SDDP.....	38
Figura 11. Esquema de elaboração da MOC dos cenários.	41
Figura 12. Exemplo do cálculo dos percentis e preço associado na MOC.....	44
Figura 13. Markup mensal e eventos de El Niño e La Niña.....	45
Figura 14. Potenciais variáveis explicativas e variável dependente.....	49
Figura 15. Resíduos do modelo de regressão linear múltipla 12.....	56
Figura 16. Valores ajustados e realizados do modelo de regressão linear múltipla 12.	56
Figura 17. Resíduos do modelo de regressão linear múltipla 13.....	58
Figura 18. Valores ajustados e realizados do modelo de regressão linear múltipla 13.	58
Figura 19. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 1.	65
Figura 20. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 2.	66
Figura 21. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 3.	66
Figura 22. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 4.	67
Figura 23. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 5.	68
Figura 24. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 6.	68
Figura 25. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 7.	69
Figura 26. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 8.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Capacidade instalada e número de usinas por fonte em Nov/2024 na Colômbia.	19
Tabela 2. Resumo das informações consideradas para a construção da MOC de cada cenário.	40
Tabela 3. MOCs cenário “por custo” e “por oferta” para Jan, Fev e Mar de 2024.....	42
Tabela 4. Resumo da quantidade e preço médio ponderado por fonte por cenário.	42
Tabela 5. Markup médio por percentil.....	45
Tabela 6. Tabela de correlação entre as potenciais variáveis explicativas e a variável dependente..	50
Tabela 7. Principais resultados dos modelos de regressão linear simples.	52
Tabela 8. Principais resultados dos modelos de regressão linear múltipla.	54
Tabela 9. Principais resultados dos modelos de regressão linear múltipla 12 e 13.	57
Tabela 10. Resultados do modelo de regressão linear simples 1.....	65
Tabela 11. Resultados do modelo de regressão linear simples 2.....	66
Tabela 12. Resultados do modelo de regressão linear simples 3.....	67
Tabela 13. Resultados do modelo de regressão linear simples 4.....	67
Tabela 14. Resultados do modelo de regressão linear simples 5.....	68
Tabela 15. Resultados do modelo de regressão linear simples 6.....	69
Tabela 16. Resultados do modelo de regressão linear simples 7.....	69
Tabela 17. Resultados do modelo de regressão linear simples 8.	70
Tabela 18. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 9.....	70
Tabela 19. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 10.....	71
Tabela 20. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 11.....	71
Tabela 21. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 12.....	72
Tabela 22. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 13.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASIC	<i>Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales</i>
CERE	<i>Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad</i>
CND	<i>Centro Nacional de Despacho</i>
CREG	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>
CVU	<i>Custo Variável Unitário</i>
CxC	<i>Cargo por Confiabilidad</i>
ENFICC	<i>Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad</i>
FAZNI	<i>Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas</i>
FCF	<i>Função de Custo Futuro</i>
FCI	<i>Função de Custo Imediato</i>
MOC	<i>Merit Order Curve</i>
OEF	<i>Obligación de Energía Firme</i>
ONI	<i>Oceanic Niño Index</i>
O&M	<i>Operação e Manutenção</i>
SDDP	<i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i>
SDL	<i>Sistema de Distribución Local</i>
STN	<i>Sistema de Transmisión Nacional</i>
STR	<i>Sistema de Transmisión Regional</i>
UPME	<i>Unidad de Planeación Minero Energética</i>
XM	<i>Compañía Expertos en Mercados</i>

SUMÁRIO

1. Introdução	9
2. Fundamentos econômicos da aplicação do mecanismo de <i>price cap</i>	12
2.1. O mecanismo de <i>price cap</i> convencional	12
2.2. Introduzindo armazenamento	14
2.3. O mecanismo de <i>price cap</i> em mercados com armazenamento	15
2.4. Efeito esperado de uma ameaça de implementação de <i>price cap</i>	16
3. O setor elétrico colombiano: desenho do mercado e formação de preços de energia	17
3.1. Cadeia produtiva do setor elétrico	17
3.2. O segmento de geração	18
3.3. Mercado spot e formação de preços	21
3.4. Outros mercados	24
3.5. A sinalização das autoridades do setor no final de 2023	27
4. Análise do funcionamento do mercado atacadista de energia colombiano	29
4.1. Fundamentos dos mercados elétricos “por custo” e “por oferta”	29
4.2. Evidências da literatura com respeito ao poder de mercado no mercado elétrico colombiano	31
4.3. Preços históricos de energia	32
5. Análise histórica contrafactual: Simulação da operação do sistema elétrico colombiano baseado em um despacho por custo	34
5.1. Curva da ordem de mérito e custos de oportunidade	34
5.2. Procedimento para obtenção dos custos de oportunidade	35
5.3. Elaboração do cenário “por custo”	39
5.4. Exemplo: contrastando a curva da ordem de mérito “por custo” e “por oferta”	40
5.5. Estatísticas descritivas do markup histórico	44
6. Análise estatística da variável de interesse	47
6.1. Metodologia	47
6.2. Análise dos resultados	55
7. Considerações finais	60
Referências	62
Anexo	65
Modelos 1 a 8 de regressão linear simples	65
Modelos 9 a 12 de regressão linear múltipla	70
Modelo 13 de regressão linear múltipla	72

1. INTRODUÇÃO

A Colômbia, assim como outros países da América do Sul, possui um mix de geração de eletricidade altamente hidrelétrico e vulnerável às baixas vazões hidrológicas. Diferentemente dos países vizinhos, o setor elétrico colombiano é liberalizado, possuindo um mercado atacadista de eletricidade baseado em ofertas. Os preços de energia são determinados com base em lances de preço e quantidade submetidas pelos agentes de geração. Todos os outros mercados atacadistas na região funcionam sob um mecanismo de despacho por custo, onde os preços de eletricidade são determinados com base em custos auditados/regulados de geração.

Por ser um país com capacidade de geração predominantemente hidrelétrica, os preços de eletricidade na Colômbia sofrem bastante influência da disponibilidade de água e de eventos climáticos como o El Niño, caracterizado pela diminuição das chuvas e redução das vazões dos rios, e a La Niña, caracterizada por períodos de chuvas acima da média e aumento das vazões. Por exemplo, em períodos de alta disponibilidade de água, o custo de oportunidade de utilizar água para a geração de eletricidade é baixo, fazendo com que geralmente o preço das ofertas de agentes hidrelétricos no mercado atacadista se reduza, e, conseqüentemente, também diminui o preço de energia. Por outro lado, em períodos de escassez hídrica, o custo de oportunidade de utilizar água se torna alto, provocando geralmente um aumento no preço das ofertas dos agentes hidrelétricos, e, conseqüentemente, a participação de agentes termelétricos na geração (com custos mais caros), elevando os preços de eletricidade.

Os preços ofertados pelos agentes no mercado atacadista, que são utilizados para determinar os preços de eletricidade, tipicamente incluem não só o custo de produção de energia (no caso de termelétricas) ou valor da água (no caso de agentes hidrelétricos), mas também um valor associado à percepção de risco e/ou à capacidade de exercício de poder de mercado desses agentes. Desta maneira, esses agentes podem elevar suas ofertas como estratégia para mitigar esses riscos e/ou garantir maiores margens financeiras, considerando ainda que não existe um preço teto definido para os preços ofertados pelos agentes no mercado. Embora o fator de percepção de risco seja subjetivo, ele afeta as ofertas dos agentes no mercado, especialmente aqueles mais avessos ao risco, que precificam as incertezas associadas a hidrologia, demanda, mercado, mudanças regulatórias, etc.

Os mercados baseados em ofertas permitem que o operador utilize informações descentralizadas dos agentes para informar melhor a sua operação. Entretanto, determinar a proporção do preço das ofertas associada ao custo de produção (ou valor da água) e aquela associada à percepção de risco/margem do agente pode ser desafiador. Em sistemas puramente termelétricos, por exemplo, ao ter acesso às informações de custo e eficiência das usinas, seria possível obter uma estimativa dessas margens. Mas em sistemas com participação hidrelétrica, o cálculo do valor da água não é trivial e estimar a margem dos agentes pode ser mais complexo.

Uma potencial maneira de estimar a margem dos agentes no mercado colombiano é através da reprodução do despacho do sistema elétrico por meio de um esquema baseado em custos, considerando para as termelétricas seus custos reais de produção e para as hidrelétricas, o custo de oportunidade da água. Desta forma, diferenças entre os preços ofertados e os preços obtidos nesta simulação do despacho por custo podem ser atribuídos às potenciais margens dos agentes no mercado atacadista.

Dado que historicamente a Colômbia passou por momentos de preços de eletricidade bastante elevados, principalmente durante severos eventos climáticos de El Niño, este estudo se propõe a analisar as potenciais margens (markups) dos agentes no mercado atacadista através de uma análise histórica contrafactual considerando simulações históricas da operação do sistema para um período de dez anos. O exercício emula um cenário de despacho por custo, que é comparado com a operação realizada do sistema (cenário de despacho por oferta). Os markups encontrados podem ser interpretados como uma métrica de exercício de poder de mercado por parte dos agentes, refletindo suas margens requeridas no mercado atacadista – especialmente durante períodos de escassez, como em eventos de El Niño – mas também incluem um “fator de correção” real que indicam dificuldades operativas e percepções de risco dos agentes que o modelo “por custos” não tenha sido capaz de enxergar.

Modelos de regressão foram estimados para compreender o comportamento dos markups ao longo do período analisado. Entre as variáveis exógenas encontradas que explicam o comportamento dos markups estão o índice de El Niño, as vazões hidrológicas e o preço spot. Os resultados das regressões indicaram uma mudança de comportamento dos agentes no final de 2023, período que coincide com uma ameaça de uma mudança regulatória anunciada pelo governo propondo a implementação de um preço teto para as ofertas no mercado. O objetivo principal dessa medida foi

evitar o aumento nos preços da eletricidade do ponto de vista do consumidor final, já que estes estavam sendo afetados pela perspectiva de chegada do El Niño deste mesmo ano.

Nesse contexto, a principal questão de pesquisa que se busca responder neste trabalho é: em que medida a sinalização de uma possível implementação de um preço teto modificou o comportamento dos agentes e distorceu os preços de eletricidade no mercado atacadista colombiano durante o período analisado?

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos: no primeiro capítulo, são apresentados os fundamentos econômicos da aplicação de um mecanismo de preço teto (*price cap*) nos mercados elétricos. São discutidos tanto um caso típico quanto um cenário mais aplicável à realidade colombiana, destacando como a presença de armazenamento leva a resultados diferentes. Além disso, são analisados os efeitos potenciais de uma ameaça de implementação de um mecanismo de *price cap* nos mercados elétricos. O segundo capítulo apresenta uma visão geral do mercado elétrico colombiano, abordando as características físicas do sistema de geração, o desenho do mercado, o processo de submissão de ofertas no mercado spot e a formação de preços de eletricidade. Além disso, detalha a proposta de resolução apresentada pelo governo colombiano no final de 2023, propondo a implementação de um preço teto como medida para reduzir os preços de eletricidade. No terceiro capítulo, é realizada uma análise detalhada do funcionamento do mercado atacadista colombiano. São discutidos os fundamentos do despacho por custo e por oferta, além de serem apresentadas literaturas que apontam potencial exercício de poder de mercado por parte dos agentes em determinados períodos. Adicionalmente, são analisados os preços históricos de eletricidade. O quarto capítulo foca em uma análise histórica contrafactual, na qual a operação do sistema elétrico colombiano é simulada considerando um despacho por custo. Também são calculados e analisados os markups históricos nos preços de eletricidade ao comparar o cenário contrafactual (despacho por custo) com o cenário realizado (despacho por oferta). Por fim, no quinto capítulo, são realizadas análises estatísticas da variável de interesse (markup) utilizando modelos de regressão. Este capítulo descreve a metodologia adotada e apresenta uma análise aprofundada dos resultados obtidos, proporcionando insights relevantes para a compreensão do comportamento dos agentes no mercado.

2. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA APLICAÇÃO DO MECANISMO DE *PRICE CAP*

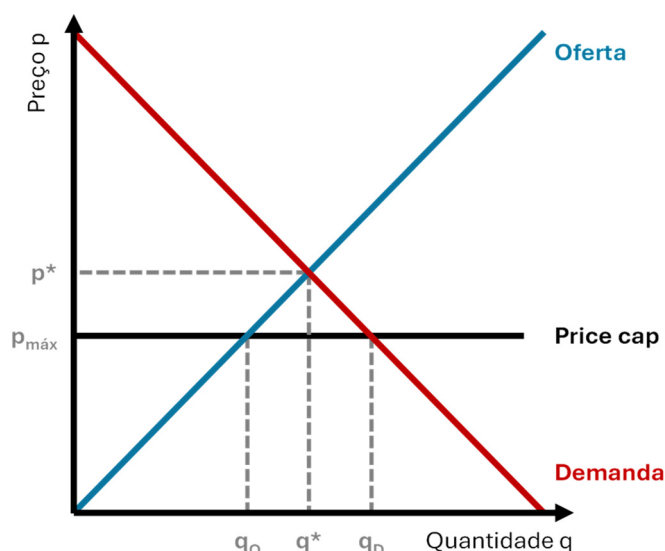
Este capítulo aborda os fundamentos econômicos do mecanismo de *price cap* em mercados de eletricidade, explorando seus conceitos, implicações e funcionamento em diferentes contextos, com destaque para suas especificidades em sistemas predominantemente hidrelétricos. Na primeira seção, são apresentados os princípios teóricos do mecanismo aplicados a mercados elétricos convencionais, bem como potenciais ineficiências apontadas pela literatura econômica. A segunda seção introduz o conceito de armazenamento e destaca a capacidade das hidrelétricas com reservatórios de realizar uma alocação intertemporal de energia, ajustando sua geração de eletricidade conforme as condições de mercado. A terceira seção examina as particularidades do funcionamento do *price cap* em mercados com predominância de hidrelétricas com reservatório, considerando sua flexibilidade operativa. Por fim, a quarta seção analisa os impactos potenciais de uma ameaça de implementação do *price cap*, que pode levar os agentes a ajustarem suas estratégias de oferta no mercado.

2.1. O mecanismo de *price cap* convencional

O mecanismo de *price cap* consiste em um preço teto administrativo imposto ao preço de equilíbrio em um mercado atacadista de eletricidade. Na prática, isso significa que o preço de mercado não pode subir acima de um nível máximo especificado (geralmente na ordem de milhares de dólares por MWh), mesmo durante períodos de escassez. Esses preços-teto são uma característica comum de mercados de eletricidade reestruturados, restringindo o quanto os vendedores podem ganhar pela energia quando a oferta é limitada (Borenstein, 2017). O principal objetivo do *price cap* é proteger os consumidores de preços excessivamente altos e evitar práticas abusivas ou exercício de poder de mercado por parte dos geradores. Ao impedir que os preços de energia excedam o preço teto, o mecanismo força o mercado a se desviar do equilíbrio normal entre oferta e demanda. Embora o preço-teto possa de fato evitar preços de eletricidade extremos (e, portanto, limitar o poder de mercado no curto prazo), se um preço-teto for definido abaixo do verdadeiro equilíbrio de mercado, ele impedirá a definição de um preço de equilíbrio (p^* no gráfico abaixo) onde a curva de oferta cruza com a curva de demanda, causando potencialmente excesso de demanda no mercado spot (quantidade demandada, q_D , excede a quantidade ofertada, q_O , no preço de máximo de equilíbrio, $p_{\text{máx}}$) – neste caso, qualquer demanda além do que os geradores estão dispostos a fornecer ao preço limitado não

será atendida (Borenstein, Bushnell and Mansur, 2023; Coq, Orzen and Schwenen, 2017; Joskow, 2019).

Figura 1. Equilíbrio de mercado com mecanismo de price cap.



Fonte: Elaboração própria.

Impor um preço-teto no mercado de eletricidade pode levar a algumas ineficiências, entre elas, o problema do *missing money*. O *missing money* se refere a uma insuficiência de receita de longo prazo para geradores. Como o preço-teto tende a reduzir os preços de eletricidade em situações de escassez, os geradores podem perder receita que teria sido obtida se o verdadeiro preço de escassez fosse atingido. Com o tempo, essa “receita perdida” significa que os geradores, especialmente as centrais de ponta ou outras tecnologias que só são necessárias em curtos períodos de alta demanda, podem não receber o suficiente para cobrir seus custos fixos (Hogan, 2011; Joskow, 2008).¹ Em um mercado que funciona bem, a ocorrência de picos de preços de energia ajuda a pagar pela capacidade que fica ociosa na maior parte do ano – portanto, um preço-teto que limita esses picos pode resultar em uma falta de receita que desincentiva investimentos no sistema. Esta é a essência do problema do *missing money*: se o preço-teto for atingido em períodos críticos, os preços de mercado sozinhos podem não sustentar a capacidade de geração necessária para a confiabilidade do sistema, na ausência de alguns pagamentos ou intervenções adicionais. Em muitos mercados, esta questão tem exigido

¹ Vale ressaltar que todas as tecnologias que estão gerando no período crítico são afetadas pela restrição de preço imposta pelo mecanismo de *price cap*, ou seja, o *missing money* “retira” receita de toda a capacidade escassa nesse período, incluindo tecnologias de alto fator de capacidade, embora a tecnologia de ponta seja especialmente afetada.

mecanismos complementares (como os pagamentos por capacidade) para garantir a adequação dos recursos, especialmente porque o mercado de energia com *price cap* por si só não financiaria uma quantidade de capacidade de geração suficiente (Bushnell, 2025).

Uma potencial solução para o problema do *missing money* é a existência de contratos de longo prazo fora do mercado spot para geradores e consumidores. Com essa abordagem, os geradores podem se proteger dos riscos do mercado vendendo energia a preços fixos, garantindo receitas que não estão sujeitas ao preço-teto (Borenstein, Bushnell and Mansur, 2023). Por exemplo, um gerador pode assinar um contrato bilateral com uma comercializadora ou grande consumidor a um preço fixo por MWh (ou participar em um leilão de capacidade), garantindo assim que, mesmo que os preços spot sejam limitados durante os horários de pico, a receita do contato do gerador seja capaz cobrir seus custos fixos. De fato, muitos mercados reestruturados introduziram mercados de capacidade ou opções de confiabilidade, que são essencialmente contratos de longo prazo que garantem o pagamento pela capacidade em troca da disponibilidade do gerador durante condições de escassez. A principal justificativa para esses pagamentos de capacidade é atingir a suficiência de receita em um mercado com *price cap*. Na verdade, o mercado de capacidade serve como um complemento de receita ao mercado de energia, fornecendo aos geradores um fluxo de receita extra e fixo (análogo a um prêmio de seguro) que compensa os ganhos “perdidos” devido ao limite de preço no mercado de energia. Esses acordos *forward* (seja por meio de contratos bilaterais ou obrigações de capacidade) transferem o risco e a receita do mercado spot, que é mais volátil, para uma estrutura de longo prazo menos variável, dando aos investidores uma maior confiança de que eles podem recuperar seus custos mesmo se os preços de energia forem limitados. Desta maneira, os mercados *forward* incentivam o investimento e a manutenção da geração, mitigando o problema do “*missing money*” através de receitas fixas para geradores fora do mercado spot (Schneider, Botterud and Roozbehan, [s.d.]).

2.2. Introduzindo armazenamento

Uma característica fundamental do sistema colombiano é a capacidade das hidrelétricas de utilizar seus reservatórios para realizar uma transferência intertemporal de energia, ajustando a geração de eletricidade conforme as condições hidrológicas e/ou de demanda do mercado. Nesse sentido, é possível que as hidrelétricas armazenem água em momentos de alta hidrologia ou baixa demanda, para utilizá-la em períodos de maior necessidade para o sistema. Conceitualmente, isso significa que as hidrelétricas evitam gerar eletricidade em períodos em que o valor da água (ou seu

custo de oportunidade) é baixo, como em épocas de altas vazões ou de baixa demanda, e priorizam gerar quando o valor da água é elevado, como em períodos de baixas vazões ou alta demanda. Esse processo de alocação intertemporal da energia, no entanto, depende diretamente de sinais corretos de preço no mercado, que devem refletir as reais condições de oferta e demanda do sistema.

2.3. O mecanismo de *price cap* em mercados com armazenamento

Em mercados de eletricidade com predominância de recursos com capacidade de armazenamento, como usinas hidrelétricas com reservatórios, a operação ótima de maximização de lucro é inerentemente intertemporal. Os geradores decidem quando gerar eletricidade versus quando armazenar, visando maximizar a receita total esperada ao longo do tempo. Em um mercado sem restrições, o princípio é simples: esvaziar os reservatórios quando os preços da eletricidade estiverem altos e armazenar água quando os preços estiverem baixos (Hirsch *et al.*, 2014). Ao armazenar água em períodos de preços baixos e gerar em períodos de preços altos, uma usina hidrelétrica obtém receitas através da arbitragem de preços (diferenças de preços de energia entre os períodos). Essa gestão ideal dos reservatórios iguala o valor marginal da água (custo de oportunidade de usar uma unidade de água agora versus mais tarde) ao preço futuro esperado – garantindo que a água seja economizada para uso em períodos de maior escassez (maior valor).

O mecanismo de *price cap* causa alguns efeitos nos incentivos relacionados a gestão dos reservatórios em um sistema elétrico. Quando há um preço-teto, o benefício de armazenar água em antecipação a uma escassez futura é limitado, pois qualquer preço acima do teto não pode ser realizado como receita. Consequentemente, o valor futuro esperado da água armazenada é reduzido. Uma hidrelétrica que receberia um valor X por MWh para gerar eletricidade durante uma seca pode ter pouco incentivo para ser mais conservadora na gestão da água se os preços forem limitados a $X/2$ por MWh. Neste caso, o gerador pode escolher produzir mais cedo (antes que o preço-teto seja atingido), já que esperar mais não resulta em uma receita além do preço-teto regulado. Nesse sentido, os limites de preço podem distorcer a operação ótima de otimização intertemporal de energia do reservatório: a estratégia dos agentes muda para gerar energia mais cedo (em momentos subótimos) pois o benefício por armazenar água é reduzido quando o preço-teto é atingido (McRae and Wolak, 2024).

2.4. Efeito esperado de uma ameaça de implementação de *price cap*

Conforme discutido na seção anterior, a implementação de um preço-teto no sistema elétrico pode influenciar o comportamento estratégico dos agentes de mercado, particularmente de usinas com capacidade de armazenamento. Nesse contexto, é igualmente relevante analisar o impacto que a ameaça de implementação desse mecanismo pode causar na operação do sistema.

Com o mecanismo de *price cap*, as hidrelétricas tendem a antecipar a utilização de seus recursos hídricos, priorizando a geração de energia no presente. Isso ocorre porque a imposição de um preço máximo pode limitar suas receitas futuras, especialmente em períodos de baixa disponibilidade hídrica, quando o valor da água e o preço da energia são mais elevados. Como resultado, as hidrelétricas são incentivadas a aumentar sua oferta no curto prazo, o que pode se manifestar de duas formas principais: (i) redução dos preços ofertados; ou (ii) aumento das quantidades ofertadas. Em ambos os casos, um resultado direto é o maior despacho de centrais hidrelétricas, deslocando tecnologias com custos variáveis mais elevados, como as termoeletricas. Consequentemente, os preços de eletricidade são reduzidos, uma vez que passam a ser determinados pelo custo de tecnologias mais baratas.

Além disso, a simples ameaça de implementação de um preço-teto pode ter efeitos similares no mercado. Antecipando uma possível intervenção regulatória, os agentes podem ajustar suas estratégias de mercado, reduzindo preços ou aumentando a oferta para evitar que o mecanismo seja efetivamente implementado. Essa mudança de comportamento também pode contribuir para a redução dos preços de eletricidade, promovendo um efeito similar ao da implementação do mecanismo, mas sem a necessidade de sua concretização.

É importante destacar que essa redução dos preços ocorre necessariamente associada a uma operação menos conservadora das hidrelétricas – e, portanto, a um provável esvaziamento dos reservatórios. Existe, portanto, uma correlação negativa entre as práticas de proteção do consumidor contra preços excessivamente elevados (que envolvem reduzir preços, mitigando os efeitos de exercício de poder de mercado) e as práticas de proteção do consumidor contra eventos de racionamento durante períodos de escassez hídrica (que envolvem aumentar preços, para que o nível de armazenamento nos reservatórios seja mantido).

3. O SETOR ELÉTRICO COLOMBIANO: DESENHO DO MERCADO E FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA

Este capítulo apresenta uma visão do setor elétrico colombiano, com ênfase nos fundamentos do mercado de eletricidade e no processo de formação de preços de energia. A primeira seção descreve a organização da cadeia produtiva do setor, que abrange quatro atividades principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Em seguida, a segunda seção explora os aspectos físicos do setor de geração, apresentando dados relevantes de capacidade instalada e geração de eletricidade no país. A terceira seção foca no funcionamento do mercado spot de eletricidade, detalhando o processo de formação de preços com base nas ofertas submetidas pelos agentes. Por fim, a quarta seção analisa um evento ocorrido no final de 2023: a ameaça do governo colombiano de implementar um preço teto no mercado em resposta às condições de mercado, e os impactos observados no setor diante dessa sinalização regulatória.

3.1. Cadeia produtiva do setor elétrico

A cadeia de valor do setor elétrico colombiano é composta pelas seguintes atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Essas atividades podem ser exercidas de forma exclusiva ou conjuntamente com outras, desde que haja separação contábil e legal entre elas. O segmento de geração opera sob competição e consiste na produção de eletricidade por parte de agentes de geração e sua venda no mercado atacadista de energia, seja através do mercado spot ou através de contratos bilaterais com comercializadoras de energia. Atualmente existem cerca de 95 agentes operando na atividade de geração, embora este seja um segmento relativamente concentrado, onde as 3 principais empresas (Empresas Públicas de Medellín, Enel e Isagen) detêm quase 60% da capacidade instalada de geração do país. (Sinergox (XM), [s.d.])

A atividade de comercialização também opera sob competição e consiste na compra de energia no mercado atacadista de energia (através do mercado spot ou através de contratos bilaterais) por parte de agentes de comercialização e sua venda a consumidores finais de eletricidade (regulados e não regulados). Atualmente operam cerca de 68 agentes na atividade de comercialização na Colômbia, mas este é um segmento menos concentrado que o de geração: em 2023, as 3 maiores empresas de comercialização representaram menos de 50% do volume de energia negociado no mercado. (Sinergox (XM), [s.d.])

O segmento de transmissão consiste em um monopólio natural regulado pela Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), instituição responsável pela regulação do mercado de energia e promoção da concorrência entre prestadores de serviços públicos. A atividade de transmissão, exercida pelos transmissores, consiste no transporte de grandes quantidades de energia principalmente de centrais de geração a grandes centros de consumo através de linhas de transmissão em níveis de tensão de 110 Kv e superiores. O sistema de transmissão é dividido entre Sistema de Transmissão Nacional (STN), composto pelas linhas que operam em níveis de tensão iguais ou superiores a 220 kV, e Sistema de Transmissão Regional (STR), composto pelas linhas que operam em tensões inferiores a 220 kV e que não pertencem a um Sistema de Distribuição Local (SDL). Atualmente existem cerca de 29 empresas operando na atividade de transmissão na Colômbia, onde a principal empresa (ISA) detém quase 50% do sistema em termos de extensão de linhas em km. (Paratec (XM), [s.d.])

Finalmente, a atividade de distribuição também consiste em um monopólio natural regulado pela CREG. A atividade é exercida pelas distribuidoras de energia e consiste na distribuição de energia por meio de linhas do SDL, que são linhas de distribuição municipais ou distritais que operam em níveis de tensão inferiores a 220 kV e não pertencem ao STR. A atividade opera através de áreas de concessão de distribuição, que são regiões geográficas onde as empresas possuem responsabilidade exclusiva de fornecer eletricidade para consumidores finais. Atualmente operam cerca de 27 empresas na atividade de distribuição na Colômbia, onde as 3 maiores distribuidoras atendem a cerca de 50% da demanda do país. (Sinergox (XM), [s.d.])

3.2. O segmento de geração

A Colômbia possui atualmente 21,3 GW de capacidade instalada e mais de 330 usinas em operação. As hidrelétricas representam 62% da capacidade instalada total do sistema e as termelétricas (gás natural, carvão e combustíveis líquidos) representam 30%. Fontes renováveis intermitentes ainda são incipientes no país em termos relativos, embora tenha havido um movimento de incentivo a investimentos nessas fontes nos últimos anos – a capacidade solar, por exemplo, cresceu de 60 MW em 2020 para mais de 1.800 MW em novembro de 2024.

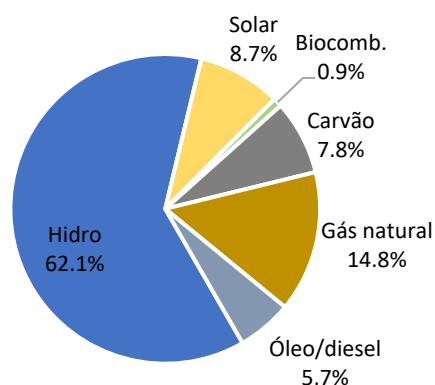
Tabela 1. Capacidade instalada e número de usinas por fonte em Nov/2024 na Colômbia.

Tecnologia	Capacidade instalada (MW) – Nov/2024	Nº de usinas
Hidrelétrica	13.207	157
Solar	1.848	106
Biocombustíveis	199	15
Carvão	1.655	17
Gás natural	3.139	32
Óleo/diesel	1.219	9
TOTAL	21.267	336

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (Sinergox (XM), [s.d.])

Figura 2. Participação por fonte em capacidade instalada na Colômbia em Nov/2024.

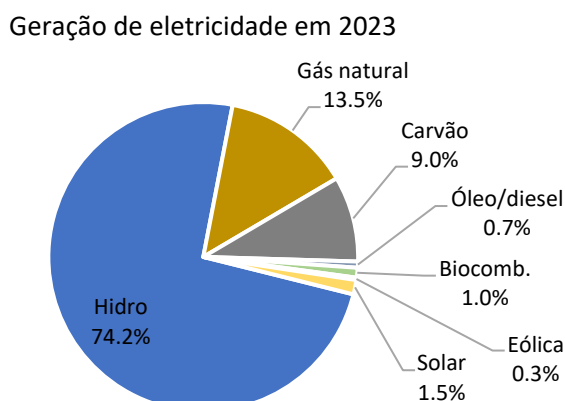
Capacidade instalada em Nov/2024



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (Sinergox (XM), [s.d.])

Em termos de geração, as hidrelétricas desempenham um papel central no atendimento à demanda, representando cerca de 70% a 80% da geração anual do sistema, dependendo das condições hidrológicas do ano. Essa forte dependência torna a operação do sistema elétrico colombiano altamente sensível a fenômenos climáticos que influenciam as vazões dos rios e, consequentemente, a disponibilidade hidrelétrica, como por exemplo, os fenômenos climáticos El Niño e La Niña. O El Niño é caracterizado por um aumento na temperatura das águas do oceano pacífico e causa distintos efeitos nos países da América do Sul – na Colômbia ele provoca secas e redução nas vazões dos rios, reduzindo a disponibilidade hidrelétrica. A La Niña, por outro lado, é caracterizada por uma redução na temperatura das águas do pacífico e causa, na Colômbia, um aumento de chuvas e das vazões dos rios, aumentando a disponibilidade hidrelétrica.

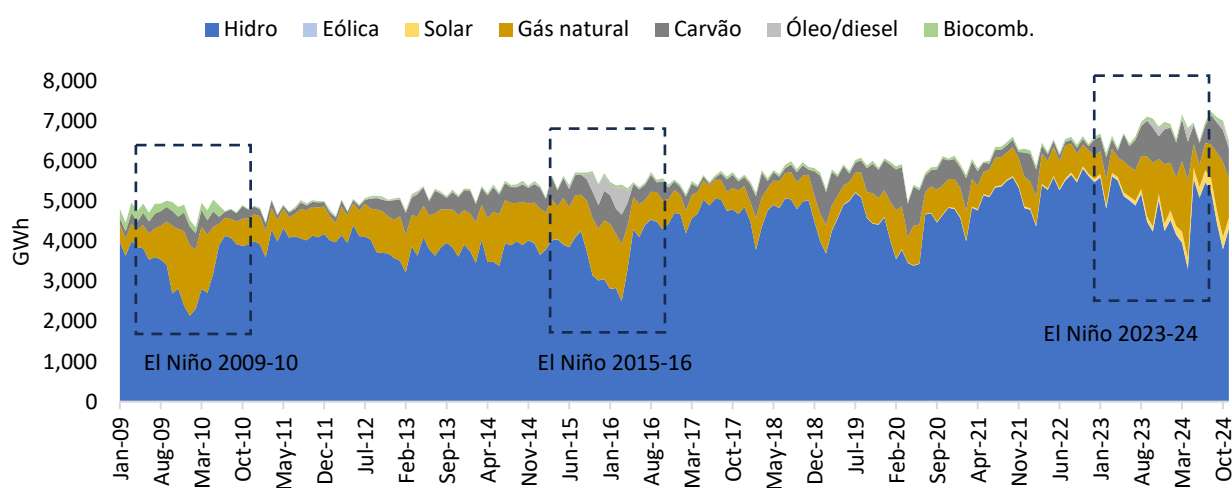
Figura 3. Participação por fonte na geração de eletricidade na Colômbia em 2023.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (Sinergox (XM), [s.d.]).

Durante os últimos eventos mais intensos de El Niño – entre 2009-10, 2015-16 e 2023-24 –, a geração hidrelétrica foi consideravelmente inferior ao normal, resultando em maior despacho de usinas térmicas e aumento dos custos com a geração de eletricidade. Isso causa um impacto direto nos preços de energia, pois as usinas hidrelétricas, que são geralmente as unidades marginais de geração, são substituídas por usinas térmicas mais caras, elevando os preços spot de eletricidade e passando para a demanda um sinal de escassez de água (período de seca).

Figura 4. Geração mensal de eletricidade por fonte na Colômbia entre Jan/2009 e Nov/2024.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (Sinergox (XM), [s.d.]).

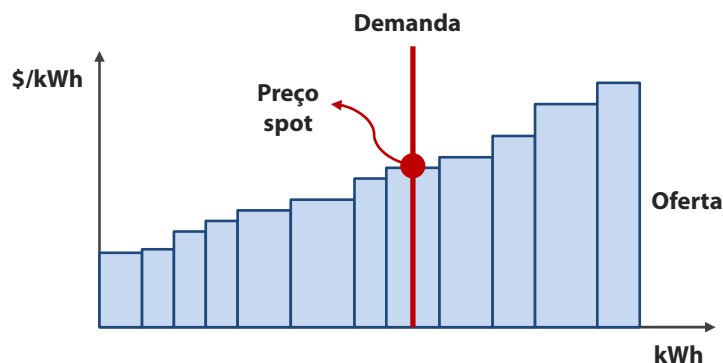
3.3. Mercado spot e formação de preços

O mercado spot na Colômbia é conhecido por ser o único baseado em ofertas na América Latina e consiste em um mercado com resolução horária, no qual as restrições físicas da rede de transmissão não são levadas em conta para fins de determinação do despacho econômico e preços de eletricidade. Isso significa que há um preço único para todo o sistema para cada hora.

Um mercado baseado em ofertas de preço implica que os geradores não são obrigados a declarar com antecedência para o operador parâmetros que permitam que seus custos de geração sejam calculados centralizadamente. Em vez disso, ofertas submetidas diariamente pelos agentes incluem seus custos variáveis e de oportunidade, além de quaisquer prêmios de risco que considerem apropriados e financeiramente significativos. As ofertas dos geradores no mercado são compostas de preço (em COP/kWh) e quantidades de energia (em kWh) – as quantidades podem variar para as 24 horas do dia seguinte, já o preço corresponde a um valor médio para as 24 horas do dia seguinte e não está limitado a nenhum valor máximo. A demanda, por outro lado, representada pelos comercializadores de energia, apenas declara seu consumo ao operador do sistema para fins informativos.

No dia seguinte após a operação do sistema, com base na demanda realizada, o operador do mercado liquida o mercado para cada hora e determina o programa de despacho que cobre a demanda nacional com os recursos de geração mais baratos. Para isso, o operador ordena as ofertas submetidas pelos geradores em ordem crescente de preço (desde a mais barata para a mais cara), empilhando as quantidades ofertadas, até que a demanda do sistema seja atendida (formando assim uma curva de ordem de mérito para cada hora). O preço correspondente a última oferta na curva de ordem de mérito necessária para atender a demanda determina o preço spot horário de energia (ou “preço de bolsa”, como é conhecido na Colômbia) – essa oferta é conhecida como unidade marginal, que determina o preço marginal utilizado para remunerar todos os recursos inframarginais no mercado, ou seja, aqueles que estão na curva de ordem de mérito abaixo da unidade marginal.

Figura 5. Exemplo de formação de preços no mercado spot colombiano.



Fonte: elaboração própria.

No mercado atacadista colombiano, as ofertas são realizadas no ambiente do Administrador do Sistema de Intercâmbios Comerciais (ASIC), ou seja, o operador do mercado é uma unidade que faz parte do operador do sistema (XM). Diariamente às 8:00 horas, os geradores apresentam suas ofertas de preço único e quantidades com granularidade horária para o dia seguinte – não há um preço teto para as ofertas submetidas. No caso de usinas térmicas, também deve ser informado qual configuração e combustível será utilizado (para o caso de térmicas com múltiplas configurações possíveis). Com relação às restrições técnicas, os geradores podem declarar restrições de custo de arranque, rampa de subida e descida, e geração mínima se ligado. No entanto, esses parâmetros não fazem parte das ofertas diárias, mas sim de declarações independentes que ocorrem a cada 3 meses.

Ainda no dia anterior a operação, o Centro Nacional de Despacho (CND), outra unidade do operador do sistema (XM), determina um despacho indicativo, que serve como um informativo para os geradores da quantidade estimada que será despachada no dia seguinte para atender a demanda estimada, embora essa quantidade não seja definitiva. Este despacho também não tem qualquer relação com a formação de preços, tendo um papel puramente indicativo. Um relatório contendo informações das ofertas (preços e quantidades) resultante do programa indicativo é publicado diariamente. Isso abre espaço para que os agentes mudem sua estratégia entre o dia anterior e o dia da operação de acordo com a informação publicada. No entanto, ressalta-se que somente a disponibilidade declarada pode ser alterada, não é possível alterar o preço ofertado. Os geradores podem ajustar sua previsão de geração/disponibilidade até 2 horas antes da operação em tempo real (não há, portanto, um mercado intradiário para ajustar posições conforme o tempo real se aproxima).

Além disso, os geradores estão sujeitos a uma penalidade por desvios entre a última disponibilidade ofertada e a geração real observada. Há uma tolerância permitida para esses desvios,

a partir da qual passam a ser penalizados: (i) para usinas de geração não variável, são tolerados desvios de até 5% (contabilizados de forma horária); e (ii) para usinas de geração variável, são tolerados desvios de até 15% (contabilizados de forma diária). Caso a diferença entre a última previsão enviada 2 horas antes da operação e a geração real observada supere essa tolerância, estes desvios são penalizados, valorados à diferença (em módulo) entre o preço de oferta da usina e o preço de bolsa. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2019)

No dia seguinte à operação, são calculadas duas versões do despacho: despacho ideal e despacho real. Em ambas as versões da simulação de mercado é utilizada a última revisão das ofertas submetidas pelos agentes no dia anterior e consideram-se as condições reais observadas do sistema (isto é, usando informações reais de medição de demanda e geração das usinas). A primeira versão desta simulação, chamada de despacho ideal, é a utilizada para a formação de preços de energia. Embora considere os dados de entrada mais precisos das medições, nesta simulação não são consideradas as restrições elétricas do sistema, de maneira que é definido um único preço para todo o sistema a cada hora – preço utilizado para a remuneração de todos os agentes no mercado spot. Como o despacho não considera restrições da rede elétrica, é necessário fazer outra simulação que determine variáveis de decisão de despacho que sejam condizentes com a realidade física do sistema. Dessa maneira, é feita a simulação denominada despacho real, na qual são consideradas todas as restrições do sistema, inclusive as da rede elétrica – sendo equivalente portanto à operação realizada em tempo real.

As divergências entre o despacho ideal e despacho real geram pagamentos/encargos adicionais (chamados de reconciliações positivas e negativas). A reconciliação positiva visa remunerar os geradores que entregaram energia ao sistema, mas não foram acionados no despacho ideal; já a reconciliação negativa visa recolher de geradores que foram acionados no despacho ideal, mas não no despacho real devido a uma restrição física do sistema, por exemplo. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995)

Como comentado, o mercado spot tem como principal finalidade determinar o preço das transações de eletricidade e os montantes de energia despachados. Ele também desempenha um papel fundamental na liquidação das diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada ou consumida. As transações são calculadas para cada agente de mercado, comercializador ou gerador, considerando, respectivamente, a demanda comercial e a geração ideal, e as compras/vendas

de energia em contratos. As diferenças identificadas para cada hora e liquidadas ao respectivo preço spot horário.

3.4. Outros mercados

As transações no mercado atacadista colombiano podem ocorrer tanto por meio do mercado spot, quanto através de contratos bilaterais. Nesse contexto, o mercado atacadista atua como um ambiente de intermediação comercial entre os agentes vendedores de energia (geradores) e os compradores (comercializadores), que revendem energia aos usuários finais (ou utilizam a energia contratada como *backup* para outras transações). Importante destacar que apenas os comercializadores estão autorizados a vender energia diretamente aos consumidores finais (consumidores não têm acesso direto ao mercado spot nem podem celebrar contratos bilateralmente com geradores).

O uso de contratos bilaterais é amplamente difundido entre geradores e comercializadores na Colômbia, tanto para a comercialização de energia quanto para a realização de hedge financeiro, com o objetivo de mitigar a exposição à volatilidade dos preços no mercado spot. A forma de contratação varia conforme o mercado: para o fornecimento ao mercado regulado, os comercializadores devem realizar leilões públicos, abertos a geradores e demais interessados, com adjudicação baseada exclusivamente no menor preço ofertado. Já no ambiente livre, as condições contratuais, incluindo preço, prazo e quantidade, são negociadas livremente entre as partes. Apesar disso, os consumidores livres ainda devem ser representados por um comercializador, não podendo atuar diretamente no mercado atacadista.

Todos os contratos de energia firmados entre geradores e comercializadores devem ser registrados no ASIC, a fim de que possam ser liquidados no mercado spot. As usinas de geração não possuem restrições quanto ao volume de energia que podem comercializar via contratos bilaterais, desde que possuam garantias suficientes para cobrir eventuais desvios contratuais (diferença entre a energia contratada e a efetivamente gerada). Também não há obrigatoriedade regulatória que imponha aos comercializadores a contratação antecipada de sua demanda. Assim, os agentes podem adquirir energia por meio de contratos bilaterais, diretamente no mercado spot ou por uma combinação de ambos, conforme suas estratégias de gestão de risco.

De modo geral, os contratos celebrados no mercado atacadista colombiano são tecnologicamente neutros, ou seja, suas condições não dependem da fonte de geração da energia contratada. A maioria desses contratos possui curto prazo de vigência, variando entre 1 e 5 anos, com prevalência de contratos com duração de até 2 anos, o que contrasta com a prática de outros países da região, nos quais contratos de longo prazo (com prazos superiores a 10 anos) são mais comuns. Essa característica decorre do papel predominante dos leilões de confiabilidade como principal mecanismo de expansão do sistema colombiano, os quais conferem segurança de receita aos projetos vencedores, mesmo sem a necessidade de contratos de venda de energia de longo prazo.

O mecanismo de confiabilidade, por outro lado, foi introduzido no setor elétrico colombiano em 2006, com o objetivo de assegurar a segurança do suprimento de energia elétrica frente à elevada variabilidade hidrológica do sistema, característico por sua forte dependência de hidrelétricas.

Tal mecanismo visa incentivar investimentos em ativos de geração com energia firme suficiente para cobrir a demanda total do país. As Obrigações de Energia Firme, conhecidas na Colômbia como OEF, representam o compromisso dos geradores de fornecer energia confiável ao sistema, recebendo em troca pagamentos fixos mensais, além das receitas provenientes da venda da própria energia. Os pagamentos são proporcionais à quantidade de energia firme comprometida pelo vendedor e a remuneração é normalmente definida em USD/MWh. As OEF são cedidas por meio de leilões, que são realizados quando o planejador avalia que há necessidade de adicionar nova capacidade instalada ao sistema e usualmente ocorrem quatro anos antes da data de entrega.

O funcionamento do mecanismo é muito similar a uma opção de compra com uma obrigação subjacente de fornecer energia confiável ao sistema: os geradores devem fornecer energia firme ao sistema toda vez que uma condição de escassez for identificada – isto é, toda vez que os preços spot subirem acima do preço de escassez, que funciona como o preço de exercício da opção de compra. Em troca, estes geradores são remunerados com um prêmio fixo, denominado Encargo de Confiabilidade (CxC).

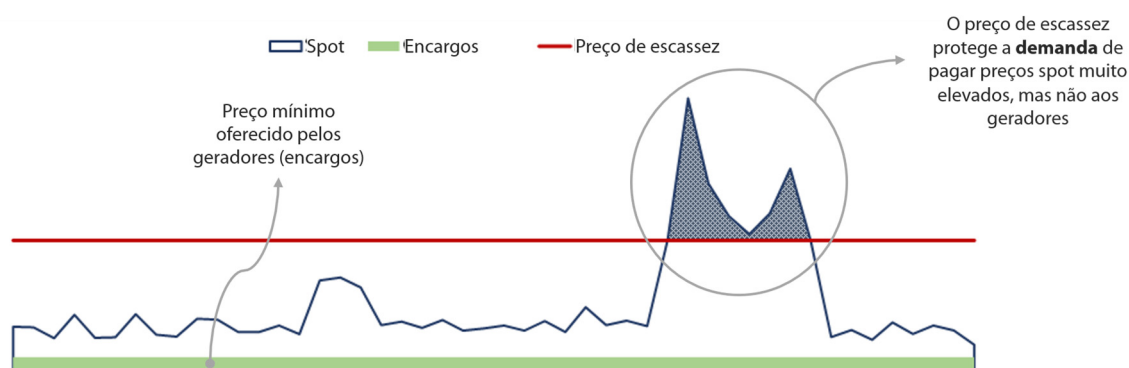
A duração dos contratos estabelecidos via leilão varia de acordo com o tipo de projeto: novas usinas recebem contratos de até 20 anos e usinas especiais contratos de até 10 anos. As usinas existentes recebem anualmente uma alocação proporcional a sua Energia Firme para o Pagamento por Confiabilidade (ENFICC), que é definida como a máxima energia elétrica que a usina é capaz de fornecer durante um ano de maneira contínua em condições extremas de baixa hidrologia. A

obrigação para as centrais existentes tem a duração de 1 ano (após o qual voltam a ser atribuídas pro rata) e a remuneração é definida como o preço marginal do leilão mais recente, ajustado em função da evolução da taxa de câmbio e da inflação norte-americana.

Embora a demanda seja a responsável final pelo pagamento da remuneração dos geradores que se comprometem com o mecanismo de confiabilidade, todos os geradores do mercado que possuem capacidade instalada superior a 20 MW (mesmo que não estejam comprometidos em fornecer energia firme) cobram a taxa de confiabilidade. Para tal, todos devem incorporar o encargo de confiabilidade nas suas ofertas de preços (tanto no mercado spot, quanto em contratos bilaterais). O valor monetário incorporado nas propostas é conhecido como CERE (sigla em espanhol para *Custo Real Equivalente de Energia do Encargo de Confiabilidade*). Dado que o valor do CERE está incorporado nos lances de preços e nos contratos bilaterais, há um impacto direto nos preços da energia (que é pago em última instância pela demanda). No entanto, esse valor arrecadado é redistribuído aos geradores que comprometeram o ENFICC no leilão de confiabilidade, de forma que os demais geradores (com capacidade instalada superior a 20 MW) não fiquem com o valor arrecadado do CERE.

Assim, na prática, o CERE representa um piso formal para os preços spot na Colômbia. Isto ajuda a compreender o fato de que os preços spot são “inflacionados” por esta componente – e por todos os outros encargos que os produtores devem cobrar através do mercado, o que inflaciona as suas ofertas. Por outro lado, a demanda percebe o preço de escassez (o preço de exercício da opção de compra) como um limite máximo para os preços do mercado spot. Isso é ilustrado na figura a seguir. Cabe notar, no entanto, que os geradores não percebem formalmente o preço de escassez como um limite máximo para os preços de mercado – apenas os consumidores o fazem.

Figura 6. Exemplo do funcionamento do preço de escassez na Colômbia.



Fonte: elaboração própria.

Uma característica relevante em relação à metodologia de cobrança do CERE é que a liquidação é feita simultaneamente à liquidação da energia entregue no mercado spot. Isto é, a ASIC não executa procedimento separado para liquidação da remuneração do encargo de confiabilidade a cada gerador. No entanto, caso haja algum desvio no final do período de liquidação (um mês) entre o valor que um determinado gerador deveria receber como remuneração pelo pagamento de confiabilidade e a quantia arrecadada através do CERE, tal diferença deverá ser liquidada pelo ASIC.

Finalmente, é importante ressaltar que as pequenas centrais (capacidade inferior a 20 MW) não participam do mecanismo de confiabilidade e, portanto, não têm compromisso de fornecer energia firme e não cobram o CERE.

3.5. A sinalização das autoridades do setor no final de 2023

Em dezembro de 2023, com a finalidade de minimizar os impactos da chegada do El Niño no mercado, a CREG publicou um projeto de resolução (Nº 701 028 de 2023) propondo um ajuste nas ofertas submetidas pelos agentes no mercado atacadista de energia colombiano. Uma das propostas do projeto de resolução era que os preços das ofertas dos agentes termoelétricos fossem limitados ao seu custo variável multiplicado por 1.05 e que as ofertas de agentes hidrelétricos e renováveis fossem limitadas pelo custo variável da térmica mais cara do dia multiplicado por 1.05.

O projeto de resolução também propôs a introdução de um preço-teto no valor de 532 COP/kWh (aproximadamente 124 USD/MWh, considerando uma taxa de conversão de 4.300 USD/COP) para os preços das ofertas submetidas pelos agentes no mercado, com o argumento de impedir potencial poder de mercado por parte dos agentes. Ambas as medidas incluídas no projeto de resolução teriam eventual validade até o final de abril de 2024. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2023)

Embora o projeto de resolução propondo a implementação do preço teto não tenha sido aprovado, a sinalização do governo colombiano a respeito dessa possibilidade parece ter influenciado o comportamento dos agentes no mercado. Essa sinalização pode ter levado os agentes a ajustarem suas estratégias, reduzindo os prêmios de risco requeridos e, conseqüentemente, impactando os preços ofertados no mercado, sugerindo que mesmo a expectativa de uma mudança regulatória pode alterar o funcionamento do mercado. Nesse contexto, a principal questão de pesquisa que se busca responder neste trabalho é: em que medida a sinalização de uma possível implementação de um preço teto

modificou o comportamento dos agentes e distorceu os preços de eletricidade no mercado atacadista colombiano durante o período analisado?

4. ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA COLOMBIANO

Este capítulo apresenta uma análise do funcionamento do mercado atacadista de eletricidade na Colômbia. Na primeira seção, são introduzidos os conceitos fundamentais de dois tipos de mercados elétricos: o mercado “por custo”, que opera sob um modelo de despacho centralizado em que as usinas são acionadas com base em seus custos de produção, e o mercado “por oferta”, seguindo um modelo liberalizado, onde as usinas são despachadas conforme as ofertas de preço submetidas no mercado atacadista. A segunda seção se concentra no exercício de poder de mercado, apresentando uma revisão da literatura sobre como práticas estratégicas de agentes dominantes podem impactar a formação de preços e a eficiência do mercado de eletricidade na Colômbia. Por fim, na terceira seção, é realizada uma análise detalhada dos preços históricos de eletricidade na Colômbia, identificando os principais fatores que influenciam sua variação ao longo do tempo, como por exemplo, condições hidrológicas e eventos climáticos de El Niño e La Niña.

4.1. Fundamentos dos mercados elétricos “por custo” e “por oferta”

A liberalização dos mercados elétricos tem sido uma tendência global nas últimas décadas, marcando uma transição de mecanismos centralizados baseados em um despacho por custos, no qual o operador do sistema tem acesso às informações reais de custo operativo das usinas, para mecanismos baseados em um despacho por ofertas, onde os agentes possuem liberdade para escolher o preço pelo qual venderão sua energia produzida. Esses mecanismos mais liberalizados buscam promover a abertura e a competição no mercado para maior eficiência econômica, incentivando investimentos ótimos com liberdade de entrada dos agentes ao mercado.

Em um mercado baseado em custos (como é o caso da maioria dos países da América Latina), o operador do sistema otimiza de forma centralizada o despacho de geração usando os dados de custo auditados de cada usina e restrições técnicas de tal forma a minimizar o custo total de produção (Gompertz, 2023; McRae, 2019; Munoz *et al.*, 2018). Os geradores não escolhem livremente o preço de venda da energia – em vez disso, o operador usa o custo variável de cada unidade para determinar quais usinas serão despachadas e em qual nível de geração. O preço de compensação de mercado em cada intervalo de tempo é normalmente definido como igual ao custo variável da usina de maior custo necessária para atender à demanda.

Já em um mercado baseado em ofertas (como é o caso da Colômbia, EUA, países europeus e outros), por outro lado, depende do preço das ofertas submetidas pelos geradores refletindo sua disposição de vender energia, cujo funcionamento se assemelha a um leilão. Os geradores decidem os preços pelos quais irão vender energia, geralmente com base em seus custos variáveis e estratégias de mercado. O operador de mercado então empilha essas ofertas de venda do menor valor para o maior e o preço de compensação do mercado é definido pela última oferta aceita necessária para equilibrar a oferta à demanda. Em ambos mercados, todos os geradores despachados (inframarginais) geralmente recebem o preço de compensação uniforme (definido pelo valor marginal), e todos os consumidores pagam esse preço pela energia (Lugo, 2020; Wolak, 2008).² O mercado atacadista liberalizado também engloba contratos de longo prazo firmados entre geradores, comercializadores e consumidores. Esses contratos estabelecem preços e quantidades previamente definidos, oferecendo previsibilidade de receita aos agentes e proteção contra a volatilidade do mercado spot. Nesse sentido, o preço spot de energia é utilizado basicamente para liquidação de diferenças entre as quantidades contratadas e aquelas efetivamente geradas ou consumidas.

Como é possível observar, ambos os modelos seguem uma lógica similar, onde o operador do sistema determina o despacho de mínimo custo ordenando os custos ou ofertas dos agentes até que a curva de oferta cruze com a de demanda. O preço de energia é determinado pela última unidade despachada para atender a demanda, conhecida como unidade marginal. Como a demanda nesses mercados é geralmente inelástica (quantidade fixa), o preço de compensação é determinado essencialmente pelo lado da oferta. Em um ambiente de competição perfeita, a solução de um despacho por ofertas é idêntica ao de despacho por custos. Isso ocorre porque, em um mercado perfeitamente competitivo, os geradores não conseguem exercer poder de mercado e, conseqüentemente, suas ofertas refletem seus custos reais de produção, resultando em uma solução similar àquela obtida no despacho por custos (Lino, 2001).

Apesar de fornecer incentivos para aumentar a competição e gerar eficiência, o despacho baseado em ofertas apresenta desafios que podem resultar em ineficiências no mercado. Um dos problemas centrais é a submissão de ofertas estratégicas e o exercício de poder de mercado, dado que os participantes têm a liberdade de ofertar acima ou abaixo de seus custos reais. Em mercados concentrados, alguns geradores podem manipular suas ofertas, através de preço ou quantidade, com

² A outra forma de remuneração é conhecida como “*pay-as-bid*”. Nesse mecanismo, cada gerador recebe exatamente o valor que ofertou caso seja despachado.

o principal objetivo de aumentar os preços de energia e maximizar seus lucros. Essas práticas são especialmente evidentes em situações de restrições operativas, como, por exemplo, em momentos de escassez de oferta ou em períodos de baixa disponibilidade hídrica em sistemas dependentes de usinas hidrelétricas. Nessas condições, os agentes dominantes têm o potencial de influenciar o preço de mercado, seja aumentando seus preços de oferta ou reduzindo as quantidades ofertadas, desviando o mercado do equilíbrio eficiente.

4.2. Evidências da literatura com respeito ao poder de mercado no mercado elétrico colombiano

Em 2017, alguns autores analisaram o exercício de poder de mercado por parte de agentes de geração no mercado atacadista colombiano. As análises englobaram o período entre 2008 e 2016 e foram centrados nos dois últimos eventos de El Niño, ocorridos entre 2009-10 e 2015-16 – os preços de energia durante o evento mais recente foram três vezes mais altos. Os autores identificaram que houve pouca diferença no nível de severidade dos dois eventos climáticos em termos de vazões hidrológicas e que os preços dos combustíveis também estavam em níveis semelhantes, atribuindo os preços bem mais elevados no El Niño de 2015-16 à capacidade dos agentes de geração em exercer poder de mercado. O exercício de poder de mercado foi analisado através de duas medidas baseadas na demanda residual³ das empresas ao definirem suas ofertas de preço e quantidade no mercado atacadista. Uma medida foi analisada com base no exercício de poder de mercado através do aumento do preço de oferta e a outra com base na redução da quantidade ofertada. Ambas as medidas mostraram que as principais empresas do mercado tiveram uma capacidade substancialmente maior de exercer poder de mercado em 2015-16 do que em 2009-10, identificando uma forte correlação positiva entre os preços ofertados pelas empresas e cada medida de poder de mercado. (McRae and Wolak, 2017)

Em 2019, esses mesmos autores mostraram que ao ajustar as ofertas de preço e quantidade, geradores com capacidade de exercer poder de mercado unilateral⁴ no mercado atacadista colombiano conseguem determinar se existe ou não uma situação de escassez de oferta, que é uma condição que se configura quando os preços spot de energia ultrapassam o preço de escassez, que é definido

³ Demanda residual é definida como parcela da demanda que um determinado agente precisa atender descontando a oferta já apresentada pelos demais agentes do mercado.

⁴ Poder de mercado unilateral refere-se à capacidade que um agente possui para influenciar os preços de mercado por meio de suas próprias decisões de oferta, sem necessidade de coordenação com outros participantes do mercado.

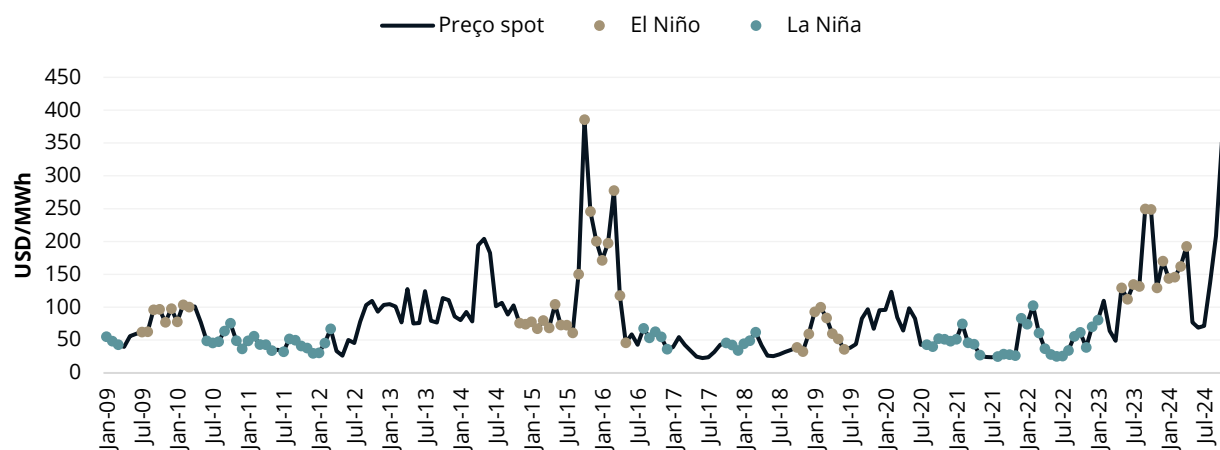
administrativamente pelo regulador do mercado. As análises incluíram um período de dez anos (Dez/2006-Jun/2016) e consideraram dados horários da operação do setor elétrico colombiano. Os autores analisaram o problema através de um indicador de curva de demanda residual inversa para as empresas e sua receita líquida como resultado do acionamento ou não de uma condição de escassez. Os resultados sugeriram que quando a obrigação de energia firme de um agente é menor que suas posições contratuais no mercado futuro, o gerador tem incentivo para reduzir sua geração de forma a provocar uma condição de escassez e maximizar seus lucros. O mecanismo de energia firme, em vez de mitigar o poder de mercado, pode agravar distorções, aumentando os custos e comprometendo a confiabilidade do sistema. Como alternativa, os autores recomendam a implementação de mercados padronizados de contratos futuros para assegurar a capacidade futura sem criar esses incentivos adversos. (McRae and Wolak, 2019)

4.3. Preços históricos de energia

Como é característico de sistemas elétricos com alta participação de hidrelétricas, a volatilidade nos preços de energia na Colômbia tende a se manifestar no médio prazo. Isso significa que os preços podem permanecer relativamente estáveis durante anos, mas um evento de seca hidrológica pode resultar em preços elevados por um longo período (durante meses, por exemplo). Isso ocorre devido a menor disponibilidade hidrelétrica, elevando o custo de oportunidade (valor da água) dessas usinas e exigindo um maior despacho de usinas termelétricas, que possuem custos de geração mais elevados.

O gráfico abaixo ilustra que os fenômenos climáticos de El Niño nos anos 2009-10, 2015-16 e 2023-24 causaram um aumento nos preços de energia durante vários meses. Também é possível identificar uma grande diferença entre o nível de preços do evento de 2015-16, que atingiu valores médios mensais próximos de 400 USD/MWh, dos demais eventos. Em 2009-10, os preços médios mensais atingiram valores próximos de 100 USD/MWh a valores correntes; no evento mais recente, durante seu momento mais crítico, os preços médios mensais ficaram próximos de 250 USD/MWh. Entre as causas dessa diferença estão, além do potencial exercício de poder de mercado por parte de grandes agentes no mercado (conforme apresentado na seção anterior), a combinação de baixas vazões com a escassez de gás natural para o setor elétrico no evento de 2015-16, o que resultou em um aumento no despacho de usinas térmicas a combustíveis líquidos (óleo/diesel), que são ainda mais caras, neste período.

Figura 7. Preços de energia mensais no mercado atacadista colombiano.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de (Sinergox (XM), [s.d.]).

5. ANÁLISE HISTÓRICA CONTRAFACTUAL: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO COLOMBIANO BASEADO EM UM DESPACHO POR CUSTO

Este capítulo apresenta uma análise histórica contrafactual do mercado elétrico colombiano, explorando como o sistema, atualmente operado sob um modelo de despacho “por oferta”, teria se comportado historicamente caso fosse baseado em um modelo de despacho “por custos”, considerando custos regulados de geração para as usinas. A análise busca entender as diferenças entre os dois modelos em termos de formação de preços e impactos sobre o mercado.

Na primeira seção, são introduzidos os conceitos fundamentais de curva de ordem de mérito (MOC, *Merit Order Curve*) e custos de oportunidade, essenciais para compreender o mecanismo de formação de preços em mercados de eletricidade. A segunda seção detalha como os custos de oportunidade de usinas hidrelétricas são calculados no modelo utilizado nas análises. A seção seguinte apresenta os passos para a construção do cenário contrafactual de simulação do despacho do sistema colombiano. Na quarta seção, são determinadas as curvas de ordem de mérito históricas para os dois cenários analisados – “por custo” e “por oferta”. Essa seção analisa as diferenças entre as curvas, permitindo identificar as implicações que cada modelo teria sobre o despacho das usinas e a alocação de recursos. Por fim, na última seção, é apresentada uma abordagem para comparar as curvas de ordem de mérito históricas dos dois cenários. A partir dessa abordagem são calculados os markups históricos, que representam a diferença entre os preços formados pelas estratégias de oferta dos agentes e os custos reais de produção das usinas, considerados uma potencial métrica de poder de mercado na Colômbia.

5.1. Curva da ordem de mérito e custos de oportunidade

A MOC consiste em uma curva de oferta agregada da geração disponível, ordenada do menor custo variável de produção para o maior. Nos mercados de eletricidade, ela é usada pelo operador do sistema para determinar quais usinas serão despachadas e para definir o preço de equilíbrio do mercado. O preço de mercado é dado pelo custo variável de produção da usina marginal, ou seja, a última unidade (mais cara) despachada necessária para atender à demanda, considerando uma regra de precificação uniforme (Hirth, 2022). Isso significa que todos os geradores até esta unidade marginal são despachados e cada um recebe o mesmo preço de mercado pela energia produzida.

Em um mercado baseado em custos, a ordem de mérito é construída a partir dos custos de produção declarados por cada gerador (por exemplo, considerando seu custo combustível, eficiência e custo variável de O&M) – o operador do sistema ordena esses custos, empilhando a geração disponível de cada um, para formar a curva de oferta. Para usinas hidrelétricas com reservatório, o custo de oportunidade da água (também conhecido como valor da água) é utilizado como proxy para o seu custo de produção, refletindo o valor da água armazenada. Em contraste, um mercado baseado em ofertas depende das ofertas dos geradores: os agentes submetem os preços pelos quais estão dispostos a gerar energia (bem como a quantidade de geração disponível), e o operador do mercado ordena essas ofertas da menor para a maior para formar a MOC. Ambas as abordagens são semelhantes, onde a intersecção da MOC com a demanda determina o despacho para cada intervalo de tempo e o preço de mercado igual ao custo ou oferta da unidade marginal necessária para atender à demanda (Barroso *et al.*, 2021).

Em sistemas que possuem hidrelétricas com reservatórios, o custo de oportunidade da água representa o valor econômico de usar uma unidade de água para gerar eletricidade agora versus armazená-la para uso no futuro. Na prática, ele define o custo marginal da usina hidrelétrica: usar água hoje significa reduzir a geração potencial (e receita ou custo evitado) que a mesma água poderia fornecer mais tarde. Determinar esse valor é complexo porque depende de variáveis futuras como vazões, demanda, preços de eletricidade e demais condições do sistema. Operadores do sistema geralmente usam modelos de otimização sofisticados para estimar os custos de oportunidade da água em vários estágios de tempo e para vários cenários hidrológicos. Uma abordagem comum é a programação dinâmica estocástica, onde o problema de despacho hidrelétrico é resolvido sob incerteza nas vazões para derivar o valor marginal esperado de água armazenada para cada período de tempo. Este valor da água pode variar de zero (se os reservatórios estiverem cheios e a água for abundante, implicando que usar água agora não tem valor futuro perdido) a muito alto (se a água for escassa e armazená-la agora puder evitar déficits de geração futuros) (Barroso *et al.*, 2021).

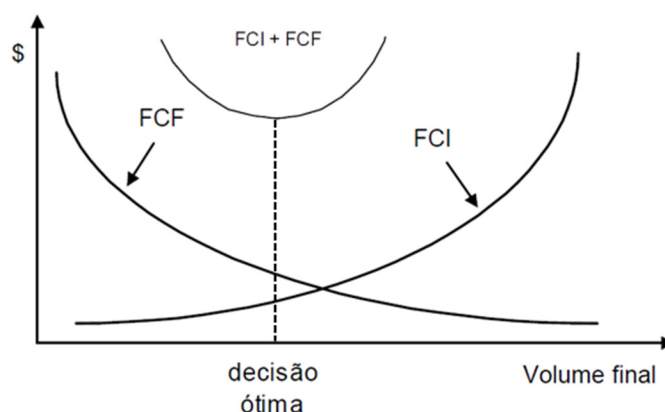
5.2. Procedimento para obtenção dos custos de oportunidade

O SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*, Programação Dinâmica Dual Estocástica) é um algoritmo avançado de otimização multiestágio usado para planejar a operação de sistemas elétricos com recursos de geração sob incerteza (Favereau, Babonneau and Lorca, 2024). Esse algoritmo foi originalmente desenvolvido para resolver o problema do despacho hidrotérmico,

determinando o programa ótimo de geração hidrelétrica e termelétrica para um horizonte de longo prazo. O objetivo do algoritmo é minimizar o custo de operação esperado do sistema (por exemplo, custos de combustível de usinas térmicas) enquanto atende à demanda de eletricidade e gerencia eficientemente os recursos hidrelétricos com reservatórios (Cruz, Badaoui and Palomino, 2023). O SDDP é amplamente aplicado em mercados de eletricidade e por operadores de sistemas para planejamento de médio a longo prazo, especialmente em sistemas com alta participação de recursos hidrelétricos (Papavasiliou, [s.d.]). Ao considerar incertezas (como cenários de vazões), o SDDP determina políticas operativas que podem gerar economias de custo em comparação a um planejamento determinístico, que considera um único cenário futuro de vazões. (Cruz, Badaoui and Palomino, 2023)

O despacho hidrotérmico é inerentemente um problema de decisão dinâmica multiestágio: as decisões tomadas agora (quanta água usar para geração ou armazenar) impactam diretamente os custos futuros. O SDDP formaliza isso decompondo o problema em cada estágio em um custo imediato e um custo futuro. O Custo Imediato é o custo incorrido agora (principalmente o custo de geração térmica para atender à demanda no período atual), que depende de quanta energia hidrelétrica é usada em comparação à geração térmica. Usar mais água para energia hidrelétrica agora reduz o custo térmico imediato, enquanto armazenar água (para uso no futuro) produz um maior custo imediato devido a maior geração térmica no presente. O Custo Futuro é o custo esperado do próximo período de planejamento até o final do horizonte, que depende do armazenamento restante dos reservatórios do sistema e das vazões futuras. Se o reservatório for esvaziado, o custo futuro esperado aumenta porque uma geração térmica mais cara será necessária no futuro; por outro lado, se mais água for armazenada agora, o custo futuro esperado é menor, pois essa água pode deslocar uma geração térmica mais cara em estágios posteriores. O SDDP calcula o trade-off ideal entre esses custos, essencialmente encontrando o nível de armazenamento do reservatório em cada estágio que minimiza o custo total esperado (ponto de mínimo da Função de Custo Futuro, FCF, mais a Função de Custo Imediato, FCI) (Cruz, Badaoui and Palomino, 2023).

Figura 8. Funções de Custo Imediato e Custo Futuro e política operativa ótima.



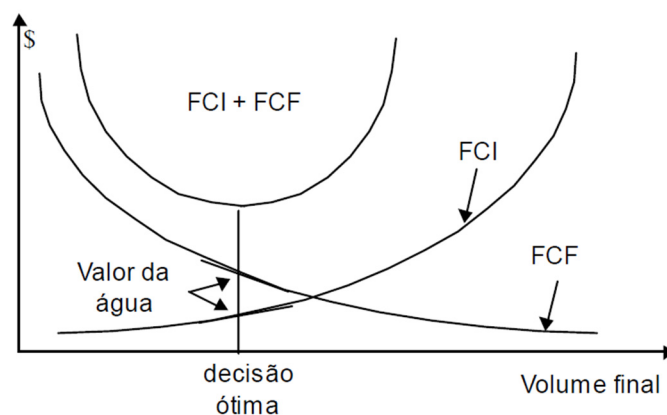
Fonte: (Lino, 2001)

Para resolver este problema estocástico, o SDDP utiliza uma forma de decomposição de Benders, que aproxima iterativamente a função de custo futuro, desenhada para lidar com o problema da dimensionalidade na programação dinâmica estocástica, evitando assim uma enumeração exaustiva de todos os estados possíveis. Em vez disto, o SDDP constrói uma aproximação linear por partes da função de custo futuro por meio de duas etapas iterativas principais: (i) Simulação *forward*: dada a aproximação atual dos custos futuros, o algoritmo simula a operação futura ao longo de um ou vários cenários. Nessa simulação, em cada etapa, o modelo toma uma decisão (uso de água, geração térmica, etc.) que minimiza a soma do custo imediato mais a aproximação atual do custo futuro. Isso produz uma trajetória de decisões, custos e níveis finais de reservatório para o cenário; e (ii) Simulação *backward*: partindo do final do horizonte, o algoritmo resolve subproblemas etapa por etapa, de trás para frente ao longo da trajetória do cenário, para calcular o custo marginal. Utilizando as soluções duais desses subproblemas, o SDDP gera cortes (restrições lineares) que melhoram a aproximação da função de custo futuro. Cada corte é essencialmente um subestimador linear do verdadeiro custo futuro, ancorado em um estado específico visitado na etapa *forward*. Essas simulações *forward* e *backward* são repetidas muitas vezes, e o resultado final é uma política operativa ótima e uma função de custo aproximada para cada estágio do problema. (Arslan, Dowson and Morton, 2024)

Um dos resultados típicos do modelo SDDP é o valor da água, também conhecido como custo de oportunidade da água. Esta é uma medida econômica do valor de uma unidade adicional de água no reservatório para a geração de eletricidade futura. Em termos de programação dinâmica, o valor da água em um dado estado e estágio é a derivada parcial (inclinação) da função de custo com relação à água armazenada. Em termos computacionais, o SDDP deriva os valores de água das variáveis duais

das restrições de equilíbrio do reservatório na otimização: quando a simulação *backward* resolve o subproblema para um dado armazenamento do reservatório, o multiplicador de Lagrange obtido na restrição de continuidade do armazenamento representa o valor marginal dessa água. Em outras palavras, ele diz o quanto o custo total aumentaria se tivéssemos uma unidade a menos de água armazenada (ou diminuiria se uma unidade a mais estivesse disponível). (Papavasiliou, [s.d.]

Figura 9. Política operativa ótima e valor da água.



Fonte: (Lino, 2001)

O SDDP calcula o valor da água como um subproduto da otimização, além de outras variáveis, como o custo marginal de operação, a geração do sistema, etc. A convergência, para cada reservatório e cada período de tempo (estágio), gera uma curva de valor da água linear por partes como uma função do nível de armazenamento do reservatório. Os operadores do sistema frequentemente usam esses valores de água como orientação: quando o valor da água é maior do que o custo de geração térmica, é economicamente melhor conservar água e atender à demanda com geração térmica, porque a água é mais valiosa para uso futuro. Por outro lado, se o valor da água for inferior ao custo térmico, é melhor utilizar mais energia hidrelétrica agora, já que o ganho futuro por economizar uma unidade adicional de água é pequeno (Cruz, Badaoui and Palomino, 2023).

Figura 10. Exemplo dos dados de entrada e saída do SDDP.



Fonte: Elaboração própria.

5.3. Elaboração do cenário “por custo”

Para elaborar o cenário “por custo” – que considera os custos reais de produção das usinas térmicas e renováveis, o valor da água das hidrelétricas e a disponibilidade real de cada usina no sistema –, foram elaboradas bases de dados mensais do sistema elétrico colombiano no modelo SDDP a partir das bases publicamente disponíveis pelo operador do sistema e administrador do mercado (XM) no seu website.

A XM elabora mensalmente uma base de dados de análise energética de longo prazo denominada MPODE, construída no modelo SDDP. A cada mês a XM atualiza e disponibiliza a base contendo informações atualizadas do sistema elétrico, tais como usinas em operação, suas informações técnicas (como disponibilidade e custos de produção), restrições de operação, vazões históricas, demanda, entre diversos outros dados necessários para simular a operação do sistema elétrico. Foram utilizadas 123 bases de dados entre o período entre Jan/2014 e Mar/2024 e os seguintes ajustes foram realizados para padronizar a opção de execução das simulações:

- Modo de operação coordenado entre Colômbia e Equador, indicando que pode haver intercâmbios de oportunidade entre os países, ou seja, quando o preço de energia em um país é inferior, o outro pode atender sua demanda com recursos mais baratos do outro país;
- Horizonte de simulação de 12 meses (embora apenas o resultado do primeiro mês seja considerado para fins das análises realizadas neste trabalho);
- A simulação da operação do sistema no SDDP é realizada de forma estocástica considerando 100 séries de hidrologia criadas pela ferramenta estatística auto-regressiva do modelo, que considera as vazões realizadas históricas como input.
- Número máximo de iterações limitado a 20 para tentativa de convergência da otimização do SDDP com o principal objetivo de reduzir os tempos de simulação e esforço computacional das rodadas;
- Representação sem rede de transmissão, considerando a mesma abordagem de formação de preços atualmente na Colômbia, onde os preços são determinados para um “nó único” (todo o sistema) sem considerar restrições.

Finalmente, a partir das 123 bases mensais da XM com os ajustes descritos acima, foram realizadas 123 simulações da operação do sistema elétrico colombiano (uma para cada mês do histórico de análise, período entre Jan/2014 e Mar/2024), emulando o despacho do sistema baseado em custos de produção. Os resultados dessas simulações fazem parte dos dados do cenário “por custo”.

5.4. Exemplo: contrastando a curva da ordem de mérito “por custo” e “por oferta”

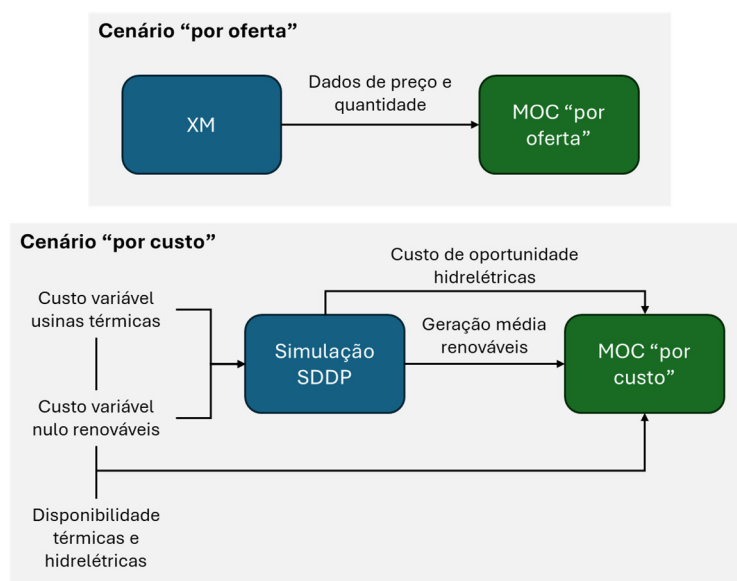
A partir de dados do mercado disponíveis publicamente pelo operador do sistema (XM), incluindo informações diárias de preço ofertado e disponibilidade horária declarada por usina, foi possível construir uma MOC para intervalo de tempo dentro do período analisado (Jan/2014 a Mar/2024). Similarmente, a partir dos resultados das rodadas do SDDP simulando um despacho por custo para o mesmo período, foi possível construir uma MOC para cada intervalo de tempo mensal, considerando os custos variáveis das usinas térmicas, o custo de oportunidade resultante das hidrelétricas, um custo variável nulo para renováveis, bem como a disponibilidade (ou geração média) de cada usina individualmente.

Tabela 2. Resumo das informações consideradas para a construção da MOC de cada cenário.

Dados	MOC cenário por oferta	MOC cenário por custo
Preço (\$/MWh)	Preço diário ofertado por agente	- Térmicas: custo variável - Hidrelétricas: custo de oportunidade - Renováveis: custo variável nulo
Quantidade (MW)	Quantidade horária ofertada por agente	- Térmicas: disponibilidade - Hidrelétricas: disponibilidade - Renováveis: geração média

Fonte: Elaboração própria.

Figura 11. Esquema de elaboração da MOC dos cenários.

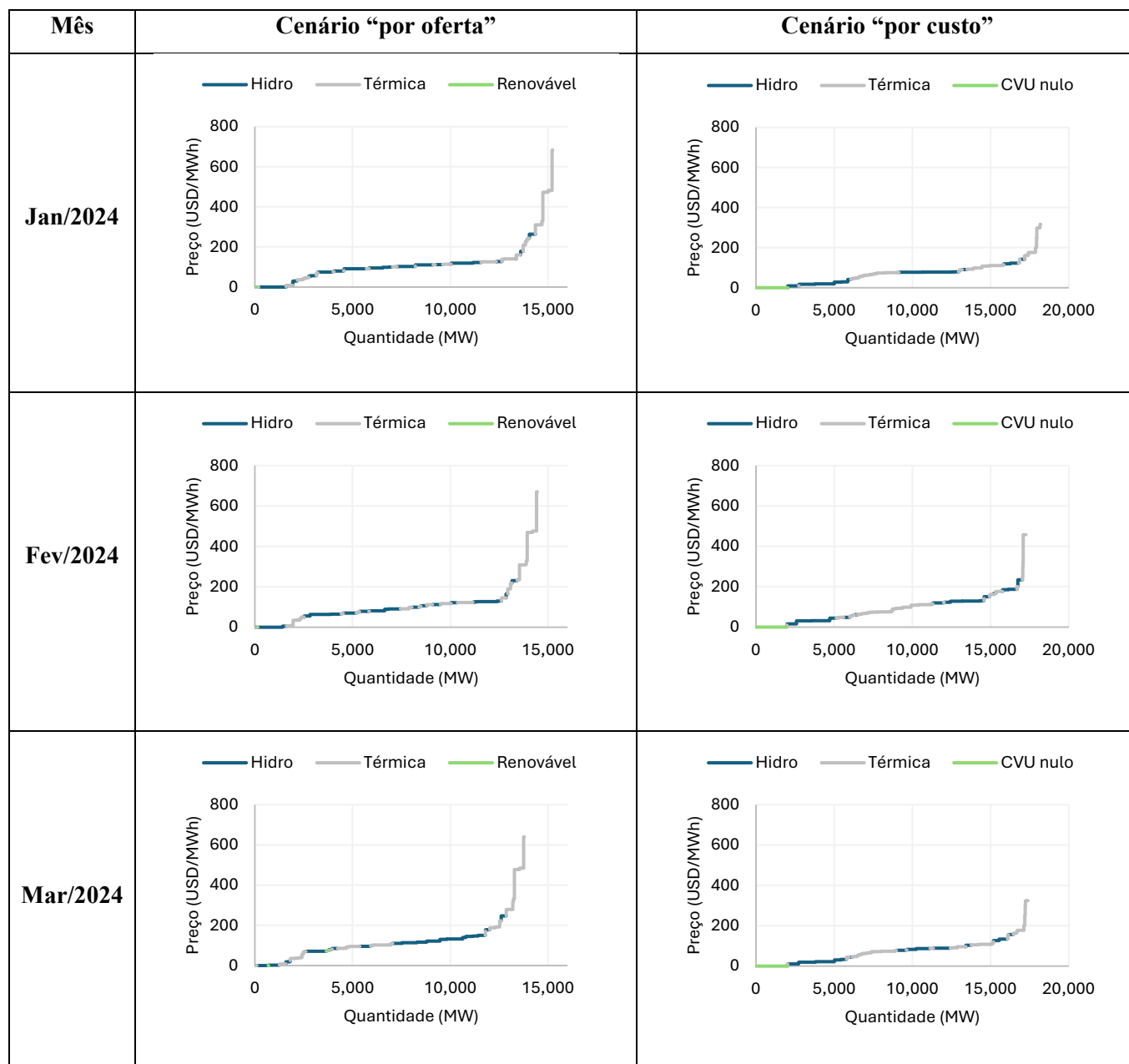


Fonte: Elaboração própria.

Embora o setor na prática utilize dados com maior discretização temporal (por exemplo, as rodadas são diárias com granularidade horária), as análises foram realizadas em base mensal para que as MOCs do cenário “por oferta” (construídas a partir dos dados realizados de mercado) pudessem ser comparadas com as MOCs do cenário “por custo” (construídas a partir dos resultados da simulação de despacho do SDDP). Os gráficos abaixo ilustram as MOCs construídas para os dois cenários para 3 meses de referência (janeiro, fevereiro e março de 2024), considerando as seguintes informações:

- MOC do cenário “por oferta”: (i) disponibilidade mensal média declarada por usina; e (ii) preço mensal médio ofertado por usina.
- MOC do cenário “por custo”: (i) custo variável unitário (CVU) mensal por usina térmica; (ii) valor da água mensal por usina hidrelétrica; (iii) potência disponível média por usina (térmicas e hidrelétricas); e (iv) geração mensal média por usina renovável.

Tabela 3. MOCs cenário “por custo” e “por oferta” para Jan, Fev e Mar de 2024.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4. Resumo da quantidade e preço médio ponderado por fonte por cenário.

Mês	Dado	Cenário “por oferta”	Cenário “por custo”
Jan/2024	Preço (US\$/MWh)	Hidro: 89,6 Térmica: 160,2 Renovável: 0	Hidro: 65,0 Térmica: 93,8 CVU nulo: 0
	Quantidade (MW)	Hidro: 10.234 Térmica: 4.958	Hidro: 9.360 Térmica: 6.800

		Renovável: 42	CVU nulo: 2,029
Fev/2024	Preço (US\$/MWh)	Hidro: 80,7 Térmica: 155,4 Renovável: 0	Hidro: 106,2 Térmica: 92,8 CVU nulo: 0
	Quantidade (MW)	Hidro: 9.370 Térmica: 5.031 Renovável: 41	Hidro: 8.675 Térmica: 6.629 CVU nulo: 1,946
Mar/2024	Preço (US\$/MWh)	Hidro: 99,4 Térmica: 144,0 Renovável: 39,0	Hidro: 69,8 Térmica: 92,0 CVU nulo: 0
	Quantidade (MW)	Hidro: 8.623 Térmica: 5.112 Renovável: 46	Hidro: 8.727 Térmica: 6.650 CVU nulo: 2.006

Fonte: Elaboração própria.

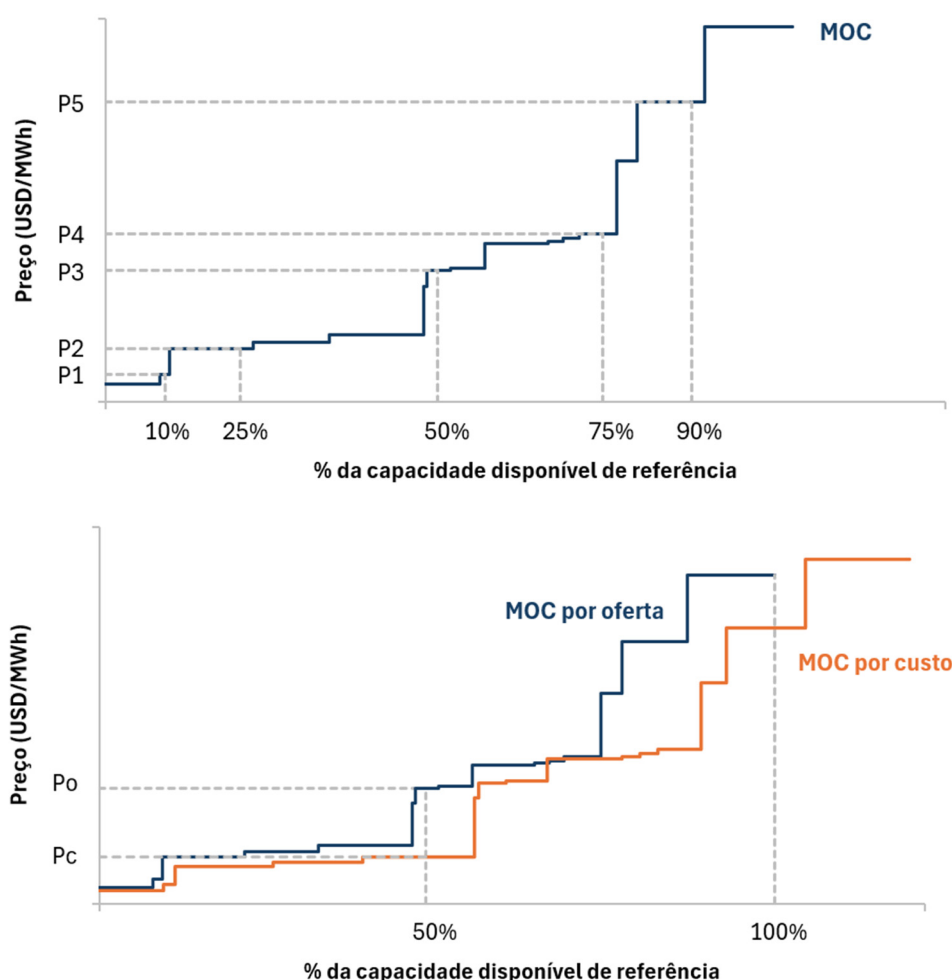
É possível identificar que em ambos os cenários as usinas renováveis (e aquelas com custo variável de produção nulo) estão localizadas no início da MOC. A oferta hidrelétrica está localizada majoritariamente no início e meio das MOCs, dependendo dos seus preços ofertados/custos de oportunidade. Finalmente, grande parte da oferta termoeletrica está localizada no meio e final das MOCs, possuindo preços de oferta/custos variáveis de produção mais elevados.

Uma diferença notável entre as MOCs dos cenários é a maior oferta disponível no cenário “por custo”, que apresenta uma quantidade em MW cerca de 20% superior que no cenário “por oferta” nesses meses selecionados – esse efeito é também observado nos demais meses do histórico analisados, no qual o cenário “por custo” apresenta uma maior quantidade de oferta disponível que o cenário “por oferta”. Isso pode estar relacionado com a prática de determinados agentes ao ofertar no mercado quantidades disponíveis inferiores à sua capacidade disponível (por estratégia, por exemplo), informação que é considerada para usinas térmicas e hidrelétricas na modelagem do SDDP para construção do cenário “por custo”. Além disso, no cenário “por custo” são representadas algumas centrais pequenas (com capacidade instalada inferior a 20 MW), que não são consideradas no cenário “por oferta” – no entanto, isso contribui para uma diferença de no máximo 4%, dependendo do mês.

5.5. Estatísticas descritivas do markup histórico

Devido a divergência encontrada entre os cenários (MOC do cenário “por custo” com maior quantidade de oferta que o cenário “por oferta”) e para que pudessem ser realizadas análises comparativas entre eles, foram selecionados alguns percentis representativos das curvas de oferta: 10%, 25%, 50%, 75% e 90% da disponibilidade total (MW). Desta maneira, foi possível identificar, para cada mês do histórico analisado, o preço associado a cada um dos 5 percentis selecionados (P1, P2, P3, P4 e P5) em cada cenário, obtendo-se assim um conjunto de 1.230 dados de preço para o período entre Jan/2014 e Mar/2024, sendo 615 de cada cenário (oferta e custo).

Figura 12. Exemplo do cálculo dos percentis e preço associado na MOC.

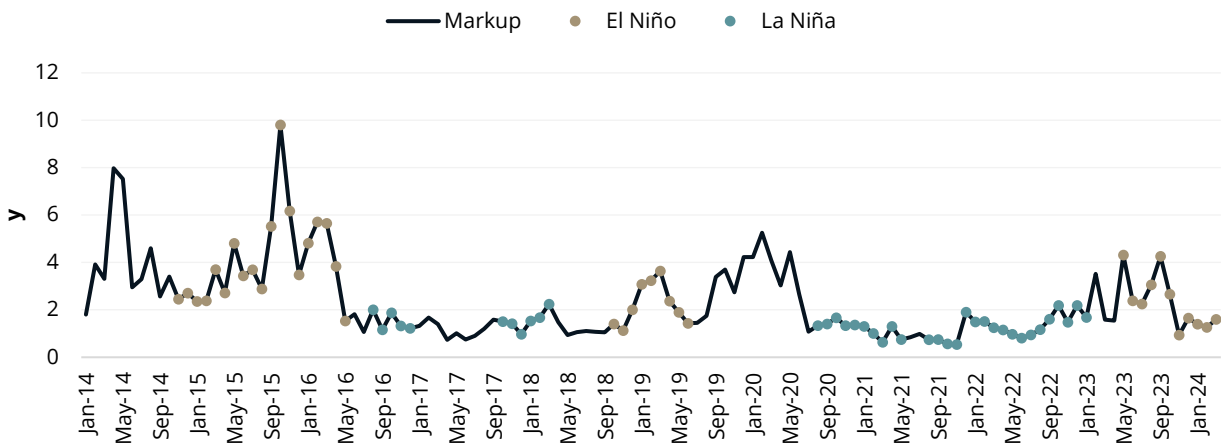


Fonte: Elaboração própria.

Ao contrastar a MOC dos dois cenários, ou seja, calcular a razão entre os preços encontrados no cenário “por oferta” (Po) e aqueles encontrados no cenário “por custo” (Pc), para cada percentil e mês, foi possível identificar um fator médio de 2,4 (chamado neste trabalho de markup), indicando

que a posição da curva da ordem de mérito do cenário “por oferta” alcança valores de preço mais que o dobro daqueles do cenário “por custo”. Analisando essa razão por mês, é possível identificar que os markups tendem a ser mais altos durante eventos climáticos de El Niño. Além disso, analisando por faixa de percentil, também é possível notar que o markup aumenta quanto mais alto é o percentil na curva de oferta. O gráfico abaixo ilustra o markup mensal em comparação com eventos climáticos de El Niño e La Niña, e a tabela a seguir ilustra o markup médio para cada percentil em todo o período de análise (Jan/2014-Mar-2024):

Figura 13. Markup mensal e eventos de El Niño e La Niña.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5. Markup médio por percentil.

Percentil na curva de oferta	Markup médio
10%	1,3
25%	2,0
50%	2,3
75%	2,5
90%	3,7

Fonte: Elaboração própria.

O markup estimado pode ser interpretado como uma métrica de exercício de poder de mercado pelos agentes, evidenciado pelas margens elevadas requeridas no mercado atacadista, especialmente em períodos de baixa disponibilidade hídrica e preços spot elevados. Nesse contexto, os agentes tendem a submeter ofertas com preços superiores aos seus custos reais de produção, buscando maximizar suas receitas no mercado. No entanto, é importante ressaltar que o markup não representa

exclusivamente o exercício de poder de mercado, pois ele também incorpora um “fator de correção” que reflete limitações operacionais e de modelagem, além da percepção de risco dos agentes – aspectos que o modelo “por custos” pode não capturar integralmente.

6. ANÁLISE ESTATÍSTICA DA VARIÁVEL DE INTERESSE

Este capítulo apresenta uma investigação estatística da variável de interesse (markup) por meio de modelos de regressão. A primeira seção de metodologia descreve o processo de seleção e análise das potenciais variáveis explicativas consideradas nos modelos, incluindo cálculo dos coeficientes de correlação entre essas variáveis e a variável dependente. Em seguida, são estimados modelos de regressão linear simples e múltipla, com o objetivo de identificar aquele com o melhor ajuste estatístico aos dados observados. Na segunda seção de análise dos resultados, parte-se do modelo que apresentou o melhor desempenho para uma avaliação dos resíduos, a fim de verificar a presença de padrões não capturados inicialmente. Essa análise indica a relevância de uma nova variável explicativa *dummy* representando períodos de intervenção no mercado, cuja inclusão melhora significativamente o ajuste do modelo. A introdução dessa variável traz insights relevantes sobre o comportamento estratégico dos agentes no mercado de eletricidade colombiano, sugerindo que propostas de mudanças regulatórias influenciam diretamente as decisões de oferta dos geradores.

6.1. Metodologia

Foram avaliadas 8 potenciais variáveis explicativas em escala mensal para incorporação nos modelos de regressão, tendo como variável de interesse os markups encontrados no percentil 50% da curva de oferta: (i) preço spot de eletricidade; (ii) vazões hidrológicas do sistema; (iii) índice oficial do fenômeno El Niño (ONI, *Oceanic Niño Index*); (iv) variável *dummy* de ocorrência do El Niño; (v) indicador de oferta máxima dividida pela demanda média; (vi) indicador de vendas em bolsa dividido pela demanda; (vii) indicador de compras em contratos dividido pela demanda; e (viii) percentil na curva de oferta que corresponde ao preço spot. Essas variáveis são explicadas a seguir.

O preço spot de eletricidade mensal médio foi obtido no site da XM em COP/kWh e transformado para USD/MWh considerando a taxa de câmbio média do mês em questão. As vazões hidrológicas mensais do sistema em GWh também foram obtidas no site da XM.

O ONI é um índice mensal que monitora a ocorrência dos fenômenos climáticos El Niño e La Niña através do rastreamento das temperaturas médias da superfície do oceano Pacífico dos últimos 3 meses. Quando o ONI é de 0,5 ou mais, se considera que as condições do El Niño estão presentes no mês, indicando que as águas do oceano estão significativamente mais quentes que o normal.

Quando o ONI é de -0,5 ou menos, se considera que as condições da La Niña existem no mês, indicando que a região está mais fria que o normal. Esse dado foi obtido no site “*Climate Prediction Center*”. A variável *dummy* de ocorrência do El Niño atribui o valor 1 para os meses no qual se configura um El Niño e zero para os demais meses.

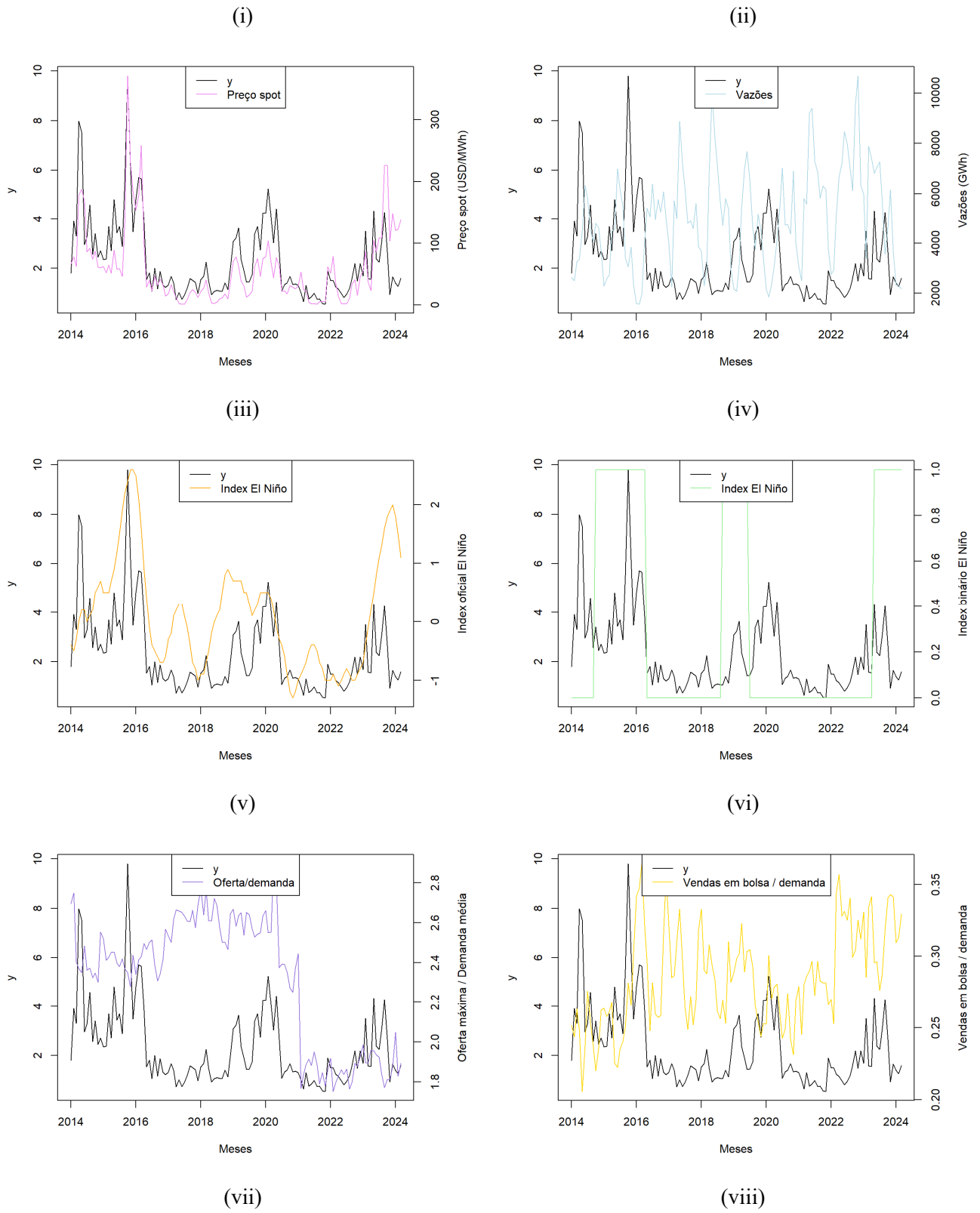
O indicador de oferta máxima dividida pela demanda média foi elaborado a partir das informações das bases de dados do cenário “por custo”. Esse valor foi calculado para cada mês considerando oferta máxima como a soma das potências disponíveis das usinas térmicas e das gerações médias das usinas hidrelétricas e renováveis.

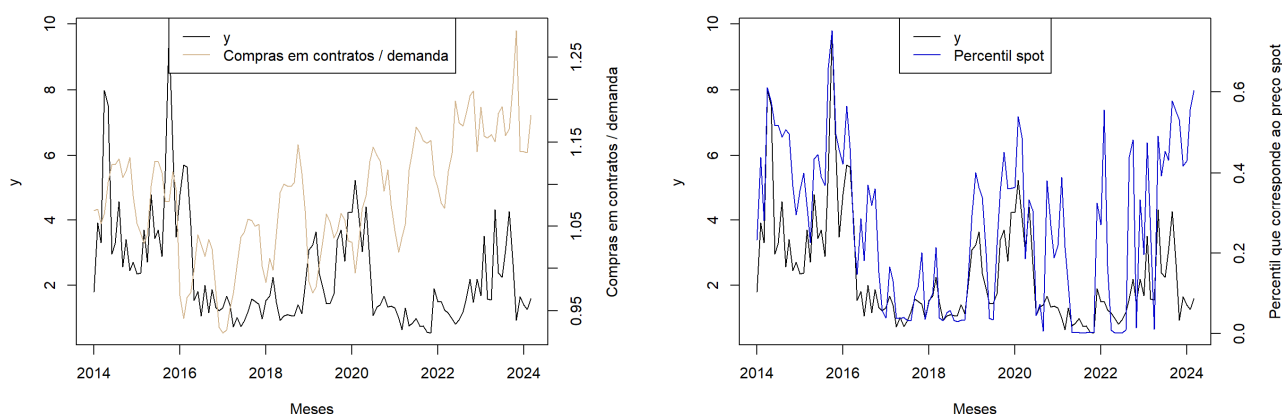
O indicador de vendas em bolsa dividido pela demanda foi calculado com base em dados obtidos no site da XM, ambos em GWh e em escala mensal. A informação de vendas em bolsa representa a quantidade de energia vendida no mercado spot no mês por agentes de mercado. O indicador de compras em contratos dividido pela demanda também foi calculado com base em dados obtidos no site da XM, ambos em GWh e em escala mensal. A informação de compras em contrato representa a quantidade de energia que foi comprada por agentes de mercado no mês através de contratos.

Finalmente, o valor do percentil na curva de oferta que corresponde ao preço spot foi calculado utilizando dados de preço spot e das ofertas dos agentes (informações de preço e quantidade) obtidos no site da XM em escala mensal. Esse valor foi calculado empilhando todas as ofertas de quantidade dos agentes ordenadas do menor preço para o maior e determinando a qual percentil nessa curva de oferta representa o preço spot médio do mês.

Os gráficos abaixo ilustram as variáveis descritas acima em comparação com a variável dependente de interesse ($y = \text{markup}$ para o percentil 50) para o histórico analisado (Jan/2014-Mar/2024).

Figura 14. Potenciais variáveis explicativas e variável dependente.





Fonte: Elaboração própria.

Também foi calculada a correlação entre cada uma dessas variáveis e a variável dependente de interesse, conforme ilustrado na tabela abaixo.

Tabela 6. Tabela de correlação entre as potenciais variáveis explicativas e a variável dependente.

	Y	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)	(vi)	(vii)	(viii)
y	1	0,8006	-0,4537	0,5416	0,3542	0,1934	-0,2130	-0,1343	0,7246
(i)	0,8006	1	-0,4742	0,6797	0,5000	-0,1005	0,0294	0,0601	0,8001
(ii)	-0,4537	-0,4742	1	-0,3212	-0,2759	-0,2771	0,1352	0,4561	-0,4962
(iii)	0,5416	0,6797	-0,3212	1	0,8001	0,1242	0,0700	0,0064	0,5345
(iv)	0,3542	0,5000	-0,2759	0,8001	1	-0,0150	0,0791	0,0813	0,4322
(v)	0,1934	-0,1005	-0,2771	0,1242	-0,0150	1	-0,2881	-0,6574	-0,1054
(vi)	-0,2130	0,0294	0,1352	0,0700	0,0791	-0,2881	1	-0,0166	-0,2238
(vii)	-0,1343	0,0601	0,4561	0,0064	0,0813	-0,6574	-0,0166	1	0,0766
(viii)	0,7246	0,8001	-0,4962	0,5345	0,4322	-0,1054	-0,2238	0,0766	1

Fonte: Elaboração própria.

É possível identificar que há uma correlação moderada e positiva entre a variável dependente e o índice do El Niño (variável (iii), 0,54) e uma correlação forte e positiva entre a variável dependente e o preço spot (variável (i), 0,80) e entre a variável dependente e o percentil do spot na curva de oferta (variável (viii), 0,72). Nesses casos, se observa um aumento em y quando as variáveis explicativas são maiores. Também se destaca o coeficiente de correlação negativo entre a variável dependente e o índice de vazões (variável (ii), -0,45), indicando uma redução em y quando as vazões são maiores.

Para identificar o modelo de regressão linear múltipla mais adequado, inicialmente foram estimados oito modelos de regressão linear simples, cada um considerando separadamente uma das variáveis explicativas previamente descritas (X_1) em relação à variável dependente de interesse Y . Além disso, para mitigar possíveis problemas de endogeneidade, foi adotado um deslocamento temporal (*lead*) nas duas variáveis explicativas relacionadas ao preço – “preço spot” e “percentil do spot na curva de oferta”. Como a variável dependente (markup) também envolve o conceito de preço, poderia haver correlação entre essas variáveis e o erro do modelo. Ao considerar o valor do mês seguinte no mês corrente, buscou-se reduzir esse risco, mantendo a relevância das variáveis.

Os principais resultados de cada modelo de regressão linear simples (intercepto, coeficiente, erro residual e R^2), representado pela equação (1), são apresentados na tabela abaixo (o anexo apresenta os demais resultados das regressões, bem como o gráfico de dispersão entre a variável explicativa e a variável dependente):

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \varepsilon \quad (1)$$

Onde:

Y representa a variável dependente;

X_1 , a variável independente;

β_0 é o intercepto da regressão;

β_1 é o coeficiente angular associado à variável X_1 ;

ε é o termo de erro aleatório.

Tabela 7. Principais resultados dos modelos de regressão linear simples.

Modelo	Intercepto	Coefficiente	Erro Residual	R ²
[1] x1 = spot	1.28	0.02	1.21	0.45
[2] x1 = vazões	4.17	-0.37	1.45	0.21
[3] x1 = index El Niño oficial	2.21	0.93	1.37	0.29
[4] x1 = index El Niño binário	1.94	1.22	1.53	0.13
[5] x1 = oferta máx / dem méd.	0.09	0.97	1.60	0.04
[6] x1 = vendas em bolsa / demanda	5.22	-10.13	1.59	0.05
[7] x1 = compras em contratos / demanda	5.68	-3.09	1.62	0.02
[8] x1 = percentil spot	1.09	4.65	1.34	0.32

Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar os oito modelos de regressão linear simples, observa-se que o modelo 1 (x_1 =spot) se destaca pelo seu maior poder explicativo, evidenciado pelo $R^2=0,45$, e pelo menor erro residual entre os modelos (1,21), indicando um bom ajuste aos dados. Além disso, o coeficiente positivo sugere que um aumento de uma unidade no preço spot resulta em um incremento de 0,02 no markup.

Os modelos 2 (x_1 =vazões) e 3 (x_1 =índice El Niño oficial) apresentam uma relação baixa a moderada com o markup, conforme indicado pelos valores de R^2 e erro residual: 0,21 e 1,45 para o modelo 2 e 0,29 e 1,37 para o modelo 3. O modelo 2 possui um coeficiente negativo, sugerindo que um aumento de uma unidade nas vazões resulta em uma redução de 0,37 no markup. Em contrapartida, o modelo 3 apresenta um coeficiente positivo, indicando que um aumento de uma unidade no índice El Niño oficial está associado a um incremento de 0,93 no markup.

Os modelos 4 (x_1 =índice El Niño binário), 5 (x_1 =oferta máxima / demanda média), 6 (x_1 =vendas em bolsa / demanda) e 7 (x_1 =compras em contratos / demanda) apresentam baixos valores de R^2 (<0,15) e erros residuais relativamente altos (>1,50), o que sugere que essas variáveis não explicam bem a variação do markup. Isso indica que a relação entre essas variáveis independentes e a variável dependente é fraca ou não significativa dentro do contexto analisado.

Por fim, o modelo 8 (x_1 =percentil spot) também se mostra relevante, com um $R^2=0,32$ e um erro residual de 1,34, apontando para um ajuste relativamente bom aos dados. Além disso, o

coeficiente positivo indica que um aumento de uma unidade no percentil spot resulta em um aumento de 4,65 no markup, sugerindo uma relação forte e significativa.

Em síntese, os modelos 1 e 8 se sobressaem, apresentando os maiores valores de R^2 e menores erros residuais, o que indica que as variáveis explicativas utilizadas nesses modelos possuem maior capacidade de capturar as variações observadas no markup. Em contraste, os modelos 4, 5, 6 e 7 demonstram baixa capacidade de explicação, seja pelos seus baixos valores de R^2 ou pelos erros residuais elevados, tornando-os menos indicados para inferências ou previsões sobre o markup.

Com base nos resultados dos modelos de regressão linear simples, foram desenvolvidos quatro modelos adicionais de regressão linear múltipla, incorporando os melhores previsores identificados: preço spot, vazões, índice oficial de El Niño e percentil spot. Sempre que apropriado, essas variáveis foram transformadas para escala logarítmica para melhorar a interpretação dos coeficientes e a adequação do modelo. Os modelos foram estruturados da seguinte forma:

- Modelo 9, representado pela equação (2): inclui preço spot (X_1) e percentil spot (X_2) como variáveis explicativas.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \varepsilon \quad (2)$$

- Modelo 10, representado pela equação (3): mesmo modelo anterior, porém utilizando o preço spot e a variável dependente em escala logarítmica.

$$\ln(Y) = \beta_0 + \beta_1 \ln(X_1) + \beta_2 X_2 + \varepsilon \quad (3)$$

- Modelo 11, representado pela equação (4): modifica o modelo anterior, trocando a variável explicativa de percentil spot pelo índice oficial de El Niño (X_2).

$$\ln(Y) = \beta_0 + \beta_1 \ln(X_1) + \beta_2 X_2 + \varepsilon \quad (4)$$

- Modelo 12, representado pela equação (5): expande o modelo anterior ao adicionar a variável explicativa de vazões em escala logarítmica (X_3).

$$\ln(Y) = \beta_0 + \beta_1 \ln(X_1) + \beta_2 X_2 + \beta_3 \ln(X_3) + \varepsilon \quad (5)$$

Os principais resultados de cada modelo de regressão linear múltipla, incluindo intercepto, erro residual e R^2 ajustado⁵ estão apresentados na tabela a seguir. Resultados adicionais e detalhados das regressões podem ser encontrados no anexo.

Tabela 8. Principais resultados dos modelos de regressão linear múltipla.

Modelo	Intercepto	Erro Residual	R^2 ajustado
[9] x1 = spot, x2 = percentil spot	1.2046	1.2151	0.4406
[10] y em log, x1 = log(spot), x2 = percentil spot	-0.4642	0.4463	0.4812
[11] y em log, x1 = log(spot), x2 = índice El Niño oficial	-0.3258	0.4281	0.5227
[12] y em log, x1 = log(spot), x2 = índice El Niño oficial, x3 = log(vazões)	0.1400	0.4226	0.5348

Fonte: Elaboração própria.

O modelo 9 apresenta o pior desempenho entre os quatro, com um erro residual elevado de 1,2151 e um R^2 de 0,4406, o que indica que apenas cerca de 44% da variabilidade do markup é explicada pelas variáveis independentes (preço spot e percentil spot). Esses resultados sugerem um modelo com ajuste fraco e previsões pouco precisas.

O modelo 10 representa uma melhora significativa em relação ao anterior: o erro residual é reduzido para 0,4463 e R^2 aumenta levemente para 0,4812, indicando que aproximadamente 48% da variabilidade do markup é explicada pelo modelo. Embora o ganho em R^2 seja modesto, a expressiva redução no erro residual demonstra que a transformação logarítmica aplicada ao preço spot e à variável dependente contribuiu para uma modelagem mais precisa, reduzindo discrepâncias entre os valores observados e previstos do markup.

O modelo 11 avança ainda mais nesse sentido, registrando uma queda no erro residual (0,4281) e um R^2 de 0,5227, o que indica que a troca da variável explicativa de “percentil spot na curva de oferta” pelo índice oficial de El Niño agregou valor ao modelo, resultando em previsões mais precisas e um ganho na capacidade explicativa.

⁵ Optou-se, neste caso, por utilizar o R^2 ajustado, uma vez que a análise envolve a comparação de modelos de regressão com diferentes números de variáveis explicativas, sendo essa métrica mais adequada para avaliar o ajuste do modelo ao considerar a penalização pela inclusão de variáveis adicionais.

O modelo 12, por sua vez, apresenta o melhor desempenho entre os quatro, com o menor erro residual (0,4226) e o maior R^2 (0,5348). Isso indica que aproximadamente 53% da variabilidade do markup é explicada pelas variáveis selecionadas, e que as previsões são, em média, mais próximas dos valores observados. A melhora deste modelo em relação ao modelo 11, embora sutil, sugere que o ajuste feito – mais especificamente, a inclusão da variável explicativa de vazões em escala logarítmica, contribuiu para um refinamento adicional do modelo.

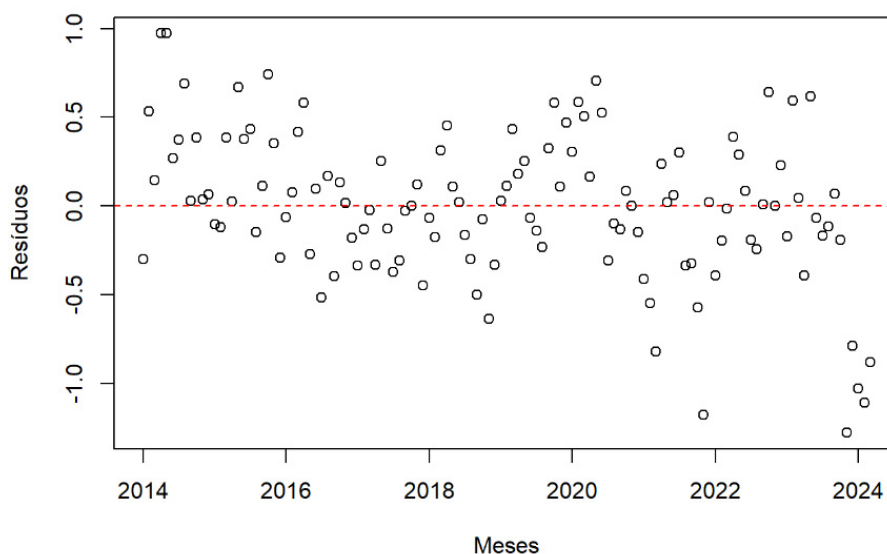
Além do bom desempenho estatístico, destaca-se que, no modelo 12, as três variáveis explicativas apresentaram p-valores inferiores a 0,05 (ver tabela de resultados adicionais no anexo), o que indica que são estatisticamente significativas ao nível de significância de 5%. Isso reforça a robustez do modelo, pois sugere que há evidência suficiente para rejeitar a hipótese nula de que os coeficientes dessas variáveis sejam iguais a zero. Em outras palavras, o preço spot, o índice oficial de El Niño e as vazões são variáveis relevantes para explicar o comportamento do markup.

Em resumo, observa-se uma clara evolução do modelo 9 ao modelo 12, com reduções no erro residual e aumentos graduais no R^2 . O modelo 12 se destaca, portanto, como o mais equilibrado em termos de explicação, precisão dos dados e significância estatística entre os analisados.

6.2. Análise dos resultados

Considerando o modelo 12 como aquele que apresentou o melhor ajuste aos dados, o gráfico a seguir apresenta um diagrama de dispersão dos resíduos desse modelo. Os resíduos representam as diferenças entre os valores observados da variável dependente ($y = \text{markup}$) e os valores estimados pelo modelo, servindo como indicativo da qualidade do ajuste.

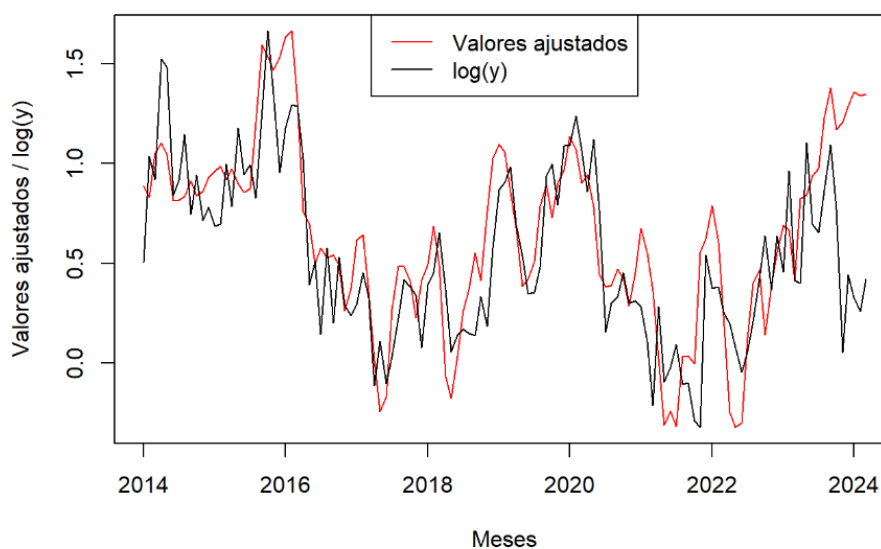
Figura 15. Resíduos do modelo de regressão linear múltipla 12.



Fonte: Elaboração própria.

Os resíduos do modelo 12 variaram entre -1,28 e 0,97, com valores mais significativos observados entre o final de 2023 e início de 2024. Como é possível identificar no gráfico a seguir, o modelo previu valores consideravelmente superiores para o markup (linha vermelha) em comparação com os valores realizados (linha preta) nesse período.

Figura 16. Valores ajustados e realizados do modelo de regressão linear múltipla 12.



Fonte: Elaboração própria.

O período entre o final de 2023 e o início de 2024, no qual se observam os maiores desvios nos resíduos da regressão do modelo 12, coincide justamente com a publicação do projeto de

resolução por parte do governo colombiano propondo a introdução de um preço-teto no mercado – medida com vigência até o final de abril de 2024, conforme discutido na Seção 3.4. Com o objetivo de aumentar a precisão do modelo e reduzir os resíduos elevados especialmente nesse período, testou-se a inclusão de uma nova variável explicativa denominada “intervenção no mercado”. Trata-se de uma variável *dummy* que assume valores diferentes de zero nos períodos em que o projeto de resolução estaria vigente. A principal finalidade da inclusão dessa variável é avaliar o efeito potencial da intervenção regulatória sobre o markup do mercado. O modelo 13, representado pela equação (6) a seguir, é, portanto, uma extensão do modelo 12, acrescido da variável *dummy* de intervenção no mercado (D).

$$\ln(Y) = \beta_0 + \beta_1 \ln(X_1) + \beta_2 X_2 + \beta_3 \ln(X_3) + \beta_4 D + \varepsilon \quad (6)$$

Os principais resultados desse novo modelo, incluindo intercepto, erro residual e R^2 ajustado, em comparação com o modelo 12, estão apresentados na tabela a seguir. Resultados adicionais e detalhados do modelo 13 podem ser encontrados no anexo.

Tabela 9. Principais resultados dos modelos de regressão linear múltipla 12 e 13.

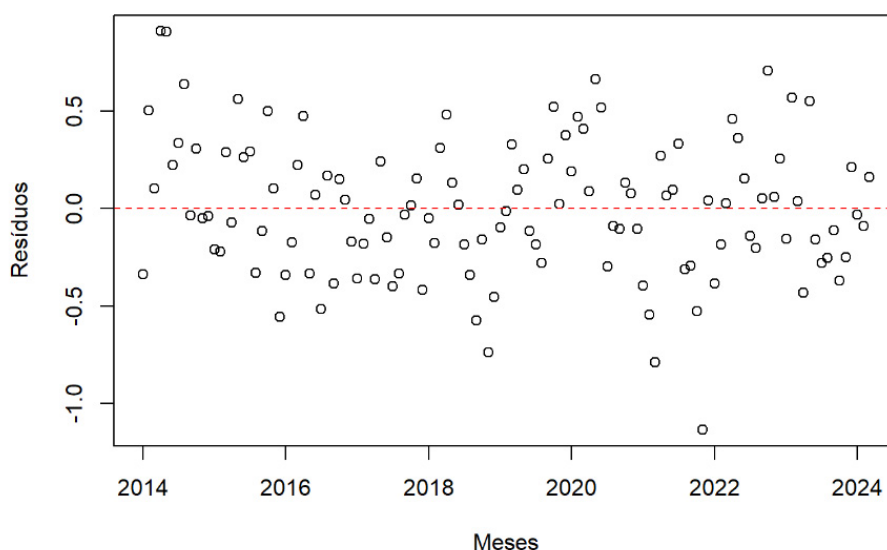
Modelo	Intercepto	Erro Residual	R^2 ajustado
[12] y em log, x1 = log(spot), x2 = índice El Niño oficial, x3 = log(vazões)	0.1400	0.4226	0.5348
[13] y em log, x1 = log(spot), x2 = índice El Niño oficial, x3 = log(vazões), x4 = dummy intervenção mercado	0.2173	0.3580	0.6662

Fonte: Elaboração própria.

É possível identificar que a inclusão da variável *dummy* resultou em uma melhora no desempenho do modelo de regressão. O erro residual foi reduzido de 0,4226 para 0,3580, enquanto o coeficiente de determinação aumentou de 0,5348 para 0,6662, indicando um ganho substancial na capacidade explicativa do modelo. Esses resultados indicam que a ameaça de mudança regulatória – neste caso, a possível imposição de um preço-teto para as ofertas dos agentes – esteve associada a uma alteração sistemática nos markups dos preços de eletricidade, reforçando a hipótese de que limitar os preços ofertados no mercado pode afetar o comportamento dos agentes.

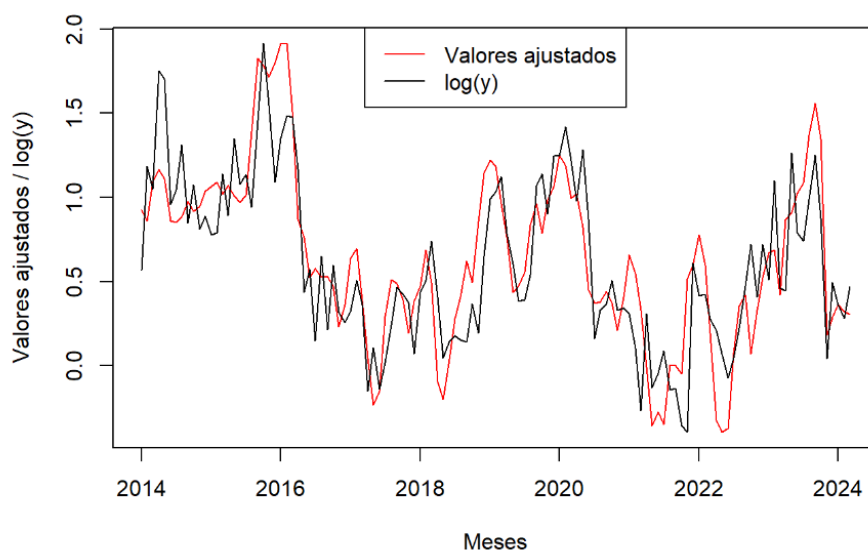
Os gráficos a seguir também ilustram para o modelo 13, o diagrama de dispersão dos resíduos (primeiro gráfico) e os valores previstos pelo modelo para o markup (linha vermelha) em comparação com os valores realizados (linha preta) no período de análise (segundo gráfico).

Figura 17. Resíduos do modelo de regressão linear múltipla 13.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 18. Valores ajustados e realizados do modelo de regressão linear múltipla 13.



Fonte: Elaboração própria.

Os gráficos apresentados corroboram a melhora no desempenho do modelo de regressão, que passou a apresentar resíduos menores, variando entre -1,14 e 0,91, além de valores ajustados mais próximos dos observados. Esse aprimoramento é particularmente evidente entre o final de 2023 e o início de 2024 – período em que se identificou uma mudança no comportamento dos agentes na submissão de ofertas, provavelmente influenciada pela publicação, por parte do governo colombiano, de um projeto de resolução propondo a imposição de um limite para os preços ofertados no mercado de eletricidade. Essa medida governamental teve como principal objetivo conter os preços

excessivamente elevados praticados no mercado durante o evento climático de El Niño que estava por vir.

Embora centrada no Projeto de Resolução N° 701 028 de 2023, esta análise evidencia os efeitos práticos que uma proposta de mudança regulatória pode exercer sobre o comportamento dos agentes em um mercado baseado em ofertas. Em contextos nos quais os agentes possuem mais flexibilidade para declarar preços e quantidades, a sinalização de uma possível intervenção governamental – como a imposição de um preço-teto – pode ser suficiente para alterar suas estratégias de oferta, especialmente quando há risco de impactar nas suas receitas futuras. Esse resultado reforça a sensibilidade de mercados liberalizados a mudanças regulatórias, além de destacar o papel de instrumentos regulatórios não apenas como mecanismos corretivos, mas também como elementos que favorecem um ambiente mais competitivo, mesmo antes de sua efetiva implementação.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou o funcionamento do mercado atacadista de eletricidade colombiano sob a ótica dos markups praticados pelos agentes de geração na submissão de ofertas com ênfase em períodos de eventos hidrológicos extremos, como o El Niño. Além disso, o trabalho também analisou os impactos que sinais regulatórios podem ocasionar no comportamento estratégico dos participantes do mercado, especialmente durante esses eventos extremos.

Inicialmente, foi realizada uma análise contrafactual baseada em simulações do despacho do sistema elétrico colombiano sob um regime de custos regulados de geração, a fim de estimar os markups históricos praticados pelos agentes no mercado spot. Os resultados evidenciaram um markup médio de 2,3 ao longo de um período de 10 anos, com valores mais elevados durante eventos de El Niño. Observou-se também markups crescentes para percentis mais elevados na curva de oferta, sugerindo que as margens embutidas nas ofertas são maiores para usinas mais caras e menos eficientes.

Em seguida, uma análise estatística com modelos de regressão permitiu identificar os principais determinantes do markup, destacando o preço spot, o índice oficial de El Niño e as vazões como variáveis explicativas com maior poder preditivo. O modelo 12, composto por essas variáveis, apresentou o melhor ajuste estatístico entre os modelos testados, mas ainda revelou desvios significativos entre o final de 2023 e início de 2024 – período em que o governo colombiano sinalizou a intenção de implementar um mecanismo de *price cap* para limitar as ofertas dos agentes no mercado.

A introdução de uma variável *dummy* representando essa ameaça regulatória no modelo 13 resultou em uma melhoria expressiva no desempenho estatístico da regressão, elevando o R^2 para 0,6662 (em comparação com 0,5348 do modelo 12) e reduzindo o erro residual para 0,3580 (0,4226 do modelo 12). Esses resultados indicam que a sinalização de uma intervenção regulatória, mesmo sem sua efetiva implementação, foi suficiente para influenciar o comportamento dos agentes, reduzindo os markups praticados no mercado spot, que se traduziram em menores preços de eletricidade no período.

Dada a relevância dos resultados obtidos, seria interessante ampliar o período de análise até o final de 2024, uma vez que novas propostas de mudanças regulatórias foram discutidas e sinalizadas ao longo desse ano. Isso permitiria avaliar se o padrão de resposta estratégica dos agentes observado

entre o final de 2023 e início de 2024 se manteve ao longo de outros eventos de intervenção regulatória, possibilitando uma análise mais abrangente dos efeitos dessas medidas sobre a formação de preços no mercado.

Adicionalmente, futuras pesquisas poderiam explorar outros eventos históricos ao longo do período analisado (2014–2024) que apresentaram resíduos elevados nos modelos estimados (por exemplo, no final de 2021), a fim de identificar variáveis explicativas adicionais ainda não consideradas, com objetivo de melhorar a precisão dos modelos. Outra vertente relevante seria investigar o impacto de outras propostas regulatórias ocorridas desde 2014, ampliando a compreensão sobre como a sinalização institucional, ou até mesmo efetivas mudanças regulatórias, podem influenciar as estratégias de oferta por parte dos agentes no mercado atacadista colombiano.

Em síntese, este estudo contribui para o entendimento da formação de preços em mercados de eletricidade por custo e por oferta, e analisa o comportamento de agentes em mercados liberalizados através de um indicador de markup, que pode ser interpretado como uma métrica de poder de mercado. Duas principais conclusões foram obtidas: em períodos de escassez de oferta, os agentes tendem a requerer maiores margens no mercado; e ameaças de mudanças regulatórias podem desempenhar um papel relevante no comportamento estratégico dos agentes e, consequentemente, na formação de preços de eletricidade.

REFERÊNCIAS

ARSLAN, N.; DOWSON, O.; MORTON, D. P. An SDDP Algorithm for Multistage Stochastic Programs with Decision-Dependent Uncertainty. **2024 Winter Simulation Conference (WSC)**, v. 00, p. 3288–3299, 2024.

BARROSO, L. *et al.* ELECTRICITY MARKET DESIGN FOR ZERO-MARGINAL COST SYSTEMS: WHAT HAVE WE LEARNED FROM MARKETS OF HYDRO SYSTEMS IN LATIN AMERICA? **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 19, n. 1, p. 64–73, 2021.

BORENSTEIN, S. **Missing Money - Energy Institute Blog**, 3 abr. 2017. Disponível em: <https://energyathaas.wordpress.com/2017/04/03/missing-money/#:~:text=Image%3A%20MissingMoney2Money%20has%20been%20going,is%20needed%20to%20meet%20demand>

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J.; MANSUR, AND E. The Economics of Electricity Reliability. **Journal of Economic Perspectives**, 1 mar. 2023.

BUSHNELL, J. **Remember When Capacity Markets Were the Solution to Missing Money? - Energy Institute Blog**, 18 fev. 2025. Disponível em: <https://energyathaas.wordpress.com/2025/02/18/remember-when-capacity-markets-were-the-solution-to-missing-money/#:~:text=electricity,fixed%20operating%20and%20investment%20costs>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). **Proyecto de Resolución CREG 701 028 de 2023: Por la cual se adoptan reglas transitorias en el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista durante el período del Fenómeno de El Niño**, 18 dez. 2023.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). **Resolución CREG 024 de 1995: Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación**, 13 jul. 1995.

_____. **Resolución CREG 060 de 2019: Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones**, 20 jun. 2019.

COQ, C. L.; ORZEN, H.; SCHWENEN, S. Pricing and capacity provision in electricity markets: an experimental study. v. 51, n. 2, p. 123–158, 1 abr. 2017.

CRUZ, I. M.; BADAoui, M.; PALOMINO, R. M. Medium-Term Hydrothermal Scheduling of the Infiernillo Reservoir Using Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP): A Case Study in Mexico. **Energies**, v. 16, n. 17, 2023.

FAVEREAU, M.; BABONNEAU, F.; LORCA, Á. Water resources management: a bibliometric analysis and future research directions. **Annals of Operations Research**, p. 1–56, 2024.

GOMPERTZ, R. **Brazil ponders spot power price alternative**. Disponível em: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2501703-brazil-ponders-spot-power-price-alternative>.

HIRSCH, P. E. *et al.* A Hydro-Economic Model for Water Level Fluctuations: Combining Limnology with Economics for Sustainable Development of Hydropower. **PLOS ONE**, v. 9, n. 12, p. e114889, 19 dez. 2014.

HIRTH, L. The Merit Order Model and Marginal Pricing in Electricity Markets. 2 set. 2022.

HOGAN, W. W. Electricity market reform: Market Design and Resource Adequacy. **Toulouse Conference, The Economics of Energy Markets**, 15 jun. 2011.

JOHARI, R. **Efficiency Loss in Market Mechanisms for Resource Allocation**. [s.l: s.n.].

JOSKOW, P. L. Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. **Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets**, v. 16, n. 3, p. 159–170, 1 set. 2008.

JOSKOW, P. L. Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 35, n. 2, p. 291–331, 2019.

LINO, P. R. Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos em ambiente de mercado. **MSc UFRJ**, 2001.

LUGO, J. V. Z. **Spotlight: the energy markets in Colombia**. Disponível em: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=de0a3641-5033-412e-b394-4e363534a035#:~:text=considers%20real%20demand%20and%20availability%2C,paid%20at%20this%20spot%20price>.

MCRAE, S. D. Market power in cost-based wholesale electricity markets: Evidence from Mexico. 1 dez. 2019.

MCRAE, S. D.; WOLAK, F. A. Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market. 29 mar. 2017.

____. Market power and incentive-based capacity payment mechanisms. 1 jul. 2019.

MCRAE, S. D.; WOLAK, F. A. Reliability Options in Renewables-Dominated Electricity Markets. **National Bureau of Economic Research Working Paper Series**, v. No. 32616, 2024.

MUNOZ, F. D. *et al.* Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs. **The Energy Journal**, v. 39, n. 3, p. 51–68, 2018.

PAPAVASILIOU, A. **Modeling with Linear Programming - Hydrothermal Planning (Chapter 8)**, [s.d.]. Disponível em: https://dev.ampl.com/_downloads/fb26ef24cd43a6e17c00202d54b7e124/Ch-8-Hydrothermal-

[planning.pdf#:~:text=%E2%80%A2%20The%20stochastic%20dual%20dynamic,from%20Monte%20Carlo%20simulation%20with>](#)

PARATEC (XM). **Líneas de transmisión por agentes operadores.** Disponível em:

<<https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>>. Acesso em: 1 dez. 2024.

SCHNEIDER, I.; BOTTERUD, A.; ROOZBEHAN, M. Forward Contracts and Generator Market Power: How Externalities Reduce Benefits in Equilibrium. **IAEE**, [s.d.].

SINERGOX (XM). **Listado de recursos de generación.** Disponível em:

<https://sinergox.xm.com.co/Histricos/Listado_Recursos_Generacion.xlsx>. Acesso em: 1 dez. 2024a.

____. **Demanda Comercial Por Comercializador (SEM 1 e SEM 2 de 2023).** Disponível em:

<<https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>>. Acesso em: 1 dez. 2024b.

____. **Demanda por OR 2023.** Disponível em:

<<https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>>. Acesso em: 1 dez. 2024c.

____. **CEN por tipo fuente natural y despacho.** Disponível em:

<<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/CapacidadEfectiva.aspx>>. Acesso em: 2 dez. 2024d.

____. **Generación Real del SIN.** Disponível em:

<<https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx>>. Acesso em: 2 dez. 2024e.

____. **Precios en contratos por tipo de mercado.** Disponível em:

<<https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PreciosContratosMercado.aspx>>. Acesso em: 2 dez. 2024f.

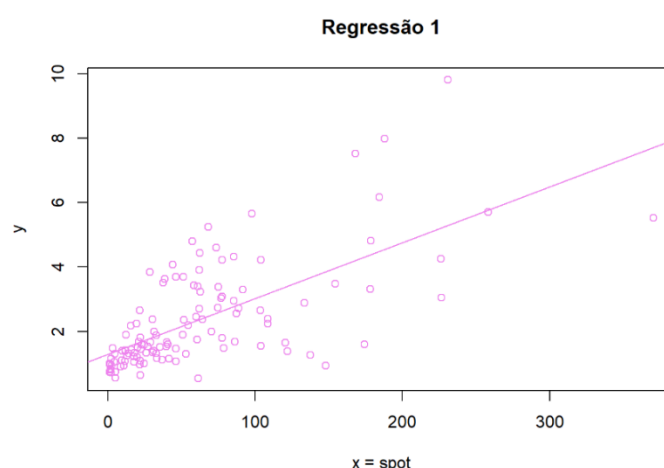
WOLAK, F. A. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). 15 jul. 2008.

ANEXO

Modelos 1 a 8 de regressão linear simples

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de preço spot e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 1.

Figura 19. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 1.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 10. Resultados do modelo de regressão linear simples 1.

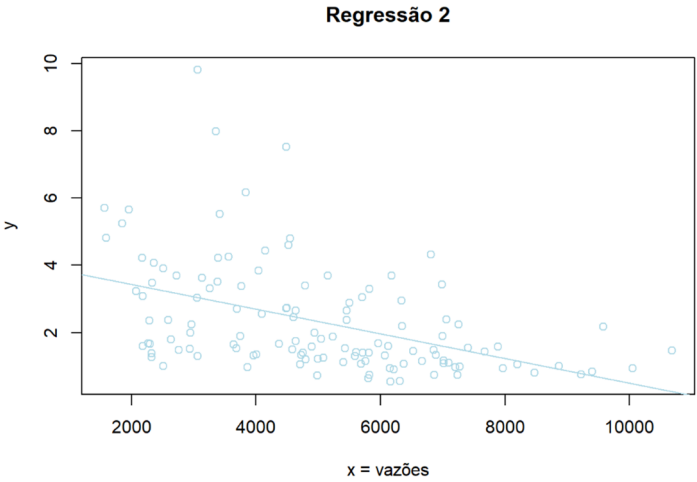
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	1.2832372	0.1524212	8.419019	0
spot	0.0173637	0.0017549	9.894295	0

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.4472288	0.4426604	1.212899	97.89707	0	1	-197.2619	400.5237	408.9603	178.006	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de vazões e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 2.

Figura 20. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 2.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 11. Resultados do modelo de regressão linear simples 2.

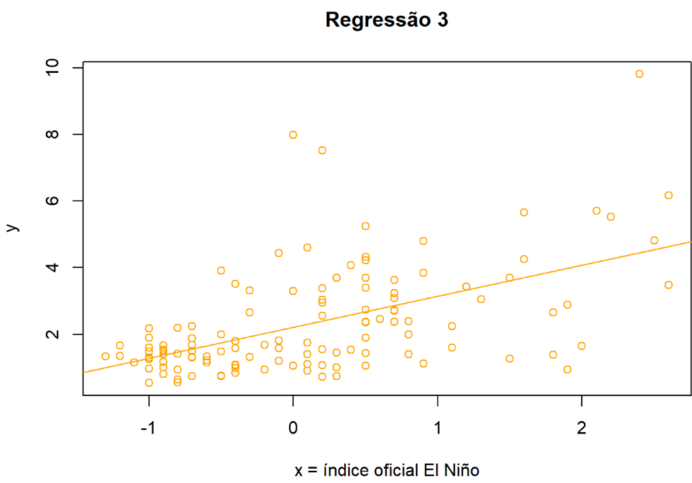
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	4.1722393	0.3535288	11.801696	0e+00
vazao	-0.0003677	0.0000657	-5.599703	1e-07

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.205811	0.1992474	1.453831	31.35668	1e-07	1	-219.5481	445.0961	453.5327	255.7485	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de índice oficial de El Niño e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 3.

Figura 21. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 3.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 12. Resultados do modelo de regressão linear simples 3.

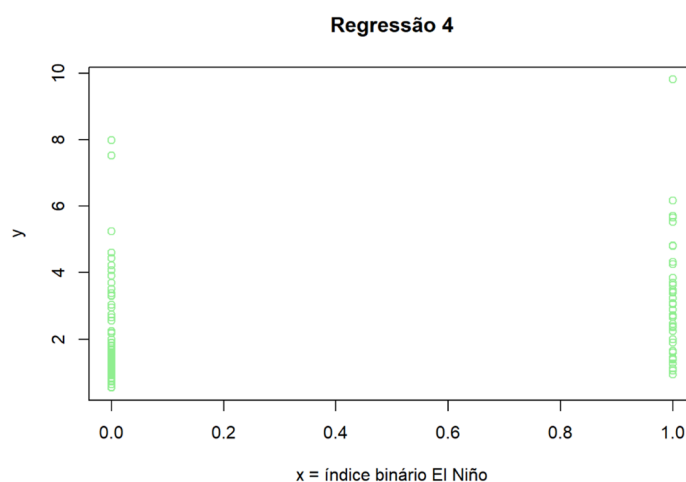
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	2.2126155	0.1248312	17.724856	0
elnino_oficial	0.9308771	0.1313584	7.086544	0

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.2933032	0.2874627	1.371414	50.21911	0	1	-212.3698	430.7396	439.1762	227.5739	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de índice de El Niño binário e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 4.

Figura 22. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 4.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13. Resultados do modelo de regressão linear simples 4.

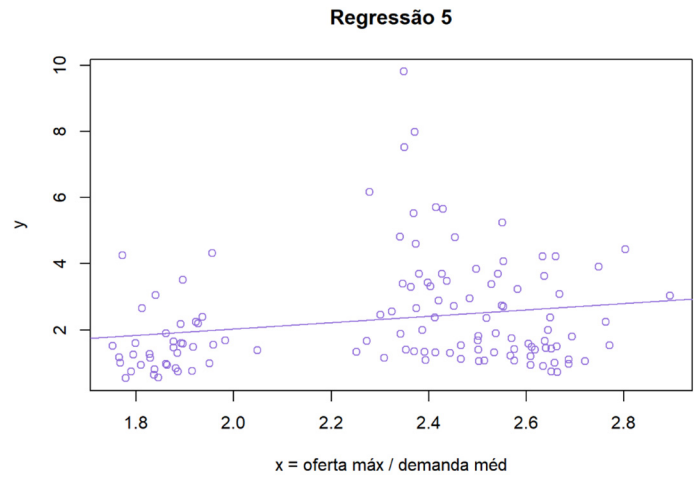
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	1.935847	0.1674572	11.560250	0.00e+00
elnino_binario	1.223414	0.2936475	4.166269	5.84e-05

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.1254558	0.1182282	1.525608	17.35779	5.84e-05	1	-225.4755	456.951	465.3876	281.6249	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de indicador de oferta máxima dividida pela demanda média e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 5.

Figura 23. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 5.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14. Resultados do modelo de regressão linear simples 5.

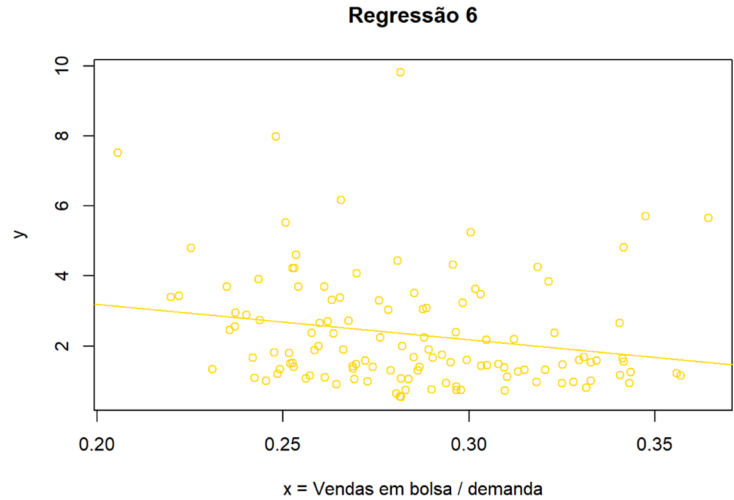
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	0.0940321	1.0429876	0.0901564	0.9283120
oferta_dem	0.9675382	0.4462361	2.1682202	0.0320992

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.0373996	0.0294443	1.600571	4.701179	0.0320992	1	-231.3756	468.7511	477.1877	309.9811	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de indicador de vendas em bolsa e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 6.

Figura 24. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 6.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 15. Resultados do modelo de regressão linear simples 6.

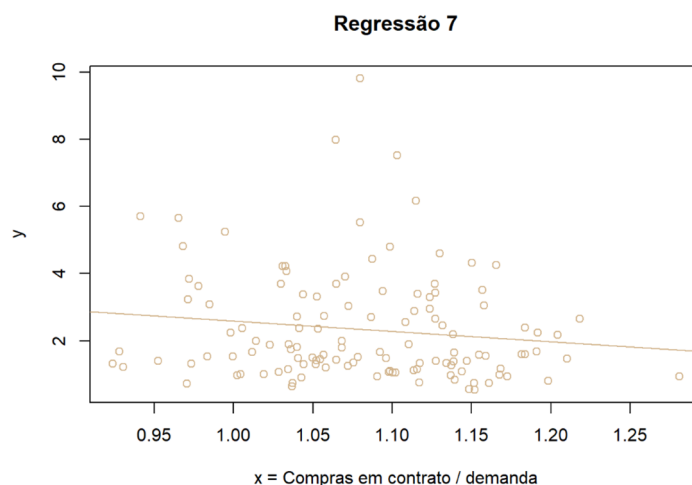
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	5.216264	1.210758	4.308261	0.0000337
vendas_bolsa	-10.129720	4.224695	-2.397740	0.0180254

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.0453585	0.0374689	1.59394	5.749157	0.0180254	1	-230.865	467.7299	476.1665	307.4182	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de indicador de compras em contrato e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 7.

Figura 25. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 7.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16. Resultados do modelo de regressão linear simples 7.

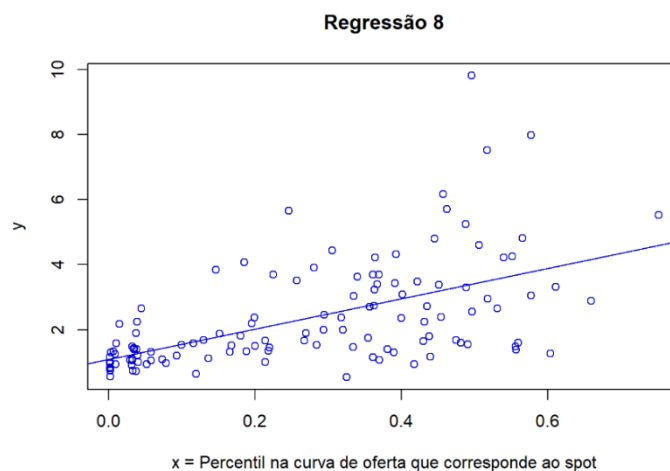
term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	5.676500	2.247709	2.525460	0.0128473
compras_contrato	-3.090301	2.073558	-1.490338	0.1387376

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.0180254	0.0099099	1.616598	2.221107	0.1387376	1	-232.6011	471.2022	479.6387	316.2201	121	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresenta o gráfico de dispersão entre a variável explicativa de indicador de percentil na curva de oferta que corresponde ao preço spot e o markup (y), além dos resultados detalhados da regressão do modelo 8.

Figura 26. Gráfico de dispersão do modelo de regressão linear simples 8.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17. Resultados do modelo de regressão linear simples 8.

term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	1.090876	0.2036327	5.357076	4e-07
percentil_spot	4.651001	0.6127349	7.590559	0e+00

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.3225713	0.3169727	1.342715	57.61659	0	1	-209.7685	425.537	433.9736	218.1488	121	123

Fonte: Elaboração própria.

Modelos 9 a 12 de regressão linear múltipla

A seguir se apresentam os resultados detalhados da regressão do modelo 9, que inclui como variáveis explicativas o preço spot e o indicador de percentil na curva de oferta que corresponde ao preço spot.

Tabela 18. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 9.

term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	1.2045814	0.1855430	6.4921971	0.0000000
spot	0.0155873	0.0029593	5.2672731	0.0000006
percentil_spot	0.6965330	0.9333412	0.7462791	0.4569584

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.4497824	0.4406121	1.215126	49.04777	0	2	-196.9771	401.9542	413.2029	177.1837	120	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresentam os resultados detalhados da regressão do modelo 10, que inclui como variáveis explicativas o preço spot em escala logarítmica e o indicador de percentil na curva de oferta que corresponde ao preço spot.

Tabela 19. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 10.

term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	-0.4641906	0.1409137	-3.2941476	0.0012978
log_spot	0.2957516	0.0619519	4.7738919	0.0000052
percentil_spot	0.2931267	0.4037970	0.7259258	0.4692977

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.4897352	0.4812308	0.446321	57.586	0	2	-73.78466	155.5693	166.8181	23.90429	120	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresentam os resultados detalhados da regressão do modelo 11, que inclui como variáveis explicativas o preço spot em escala logarítmica e o índice oficial de El Niño.

Tabela 20. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 11.

term	estimate	std.error	statistic	p.value
(Intercept)	-0.3258012	0.1263855	-2.577838	0.0111516
log_spot	0.2726258	0.0353117	7.720561	0.0000000
elnino_oficial	0.1603107	0.0483089	3.318449	0.0011987

r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.5305726	0.5227488	0.4280886	67.81529	0	2	-68.65456	145.3091	156.5579	21.99118	120	123

Fonte: Elaboração própria.

A seguir se apresentam os resultados detalhados da regressão do modelo 12, que inclui como variáveis explicativas o preço spot em escala logarítmica, o índice oficial de El Niño e as vazões em escala logarítmica.

Tabela 21. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 12.

term	estimate			std.error			statistic			p.value	
(Intercept)	0.1400359			0.2612679			0.5359858			0.5929688	
log_spot	0.2340106			0.0397165			5.8920208			0.0000000	
elnino_oficial	0.1535671			0.0478088			3.2121078			0.0016951	
log_vazao	-0.2167386			0.1068010			-2.0293684			0.0446516	
r.squared	adj.r.squared	sigma	statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.5462751	0.5348366	0.4226325	47.75781	0	3	-66.56218	143.1244	157.1853	21.25557	119	123

Fonte: Elaboração própria.

Modelo 13 de regressão linear múltipla

A seguir se apresentam os resultados detalhados da regressão do modelo 13, que inclui como variáveis explicativas o preço spot em escala logarítmica, o índice oficial de El Niño, as vazões em escala logarítmica e a variável *dummy* de intervenção no mercado.

Tabela 22. Resultados do modelo de regressão linear múltipla 13.

term			estimate			std.error			statistic			p.value	
(Intercept)			0.2173379			0.2215929			0.9807984			0.3286988	
log_spot			0.2404578			0.0336554			7.1447030			0.0000000	
elnino_oficial			0.2271065			0.0418694			5.4241687			0.0000003	
log_vazao			-0.2564578			0.0906494			-2.8291170			0.0054868	
interv_mercado			-1.2048602			0.1741804			-6.9173135			0.0000000	
r.squared		adj.r.squared	sigma		statistic	p.value	df	logLik	AIC	BIC	deviance	df.residual	nobs
0.6771794		0.6662363	0.3579973		61.88203	0	4	-45.62792	103.2558	120.1289	15.12312	118	123

Fonte: Elaboração própria.