

Série dos Seminários de Acompanhamento à Pesquisa

Impacto da agregação de preços em zonas no exercício unilateral de poder de mercado em um mercado hidrotérmico por ofertas

Autor:

João Pedro Mattos Costa

Série dos Seminários de Acompanhamento à Pesquisa

Número 40 | 06 2022

Impacto da agregação de preços em zonas no exercício unilateral de poder de mercado em um mercado hidrotérmico por ofertas

Autor:

João Pedro Mattos Costa

Orientador: Prof. Dr. Bruno Fânzeres do Santos

CRÉDITOS:

SISTEMA MAXWELL / LAMBDA
<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/>

Organizadores: Fernanda Baião / Soraida Aguilar

Layout da Capa: Aline Magalhães dos Santos



Apresentação pessoal



João Pedro Mattos Costa



UFRJ

Graduação em Engenharia Elétrica – DEE/UFRJ (2011 - 2018)
Ênfase em Sistemas de Potência



Graduação Sanduíche – TU Ilmenau (2014 - 2015)
Programa Ciências sem Fronteiras Alemanha



Mestrando em Engenharia Industrial – DEI/PUC-Rio (2020 -)
Operações e Negócios em Engenharia > Gestão de Negócios > Análise de decisão



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Estagiário – GET-2/EGP (2016 - 2018)
Superação de equipamentos e estudos de curto-circuito aplicados a acesso e leilões de geração e transmissão



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Trainee IV – EI (2018 - 2019)
Eng. Estratégia Organizacional I - TE (2020 -)
Planejamento Estratégico, Programa de Participação nos Resultados, Indicadores de Desempenho, Plano Diretor de Desenvolvimento Tecnológico, Prospecção Tecnológica



Apresentação pessoal



João Pedro Mattos Costa

Mestrando em Engenharia Industrial – DEI/PUC-Rio

Ingresso: 2020.2

Período atual: 4º

Área de concentração: Operações e Negócios em Engenharia

Linha de pesquisa: Gestão de Negócios

Projeto de Pesquisa: Análise de decisão

Orientador: Prof. Dr. Bruno Fânzeres do Santos

Período 1: Mercado de Capitais, Análise de Decisão e Risco e Economia da Energia (DEE)

Período 2: Programação Linear (DEE), Modelagem e Simulação de Energia Renovável Variável, Programação Matemática e Probabilidade e Estatística

Período 3: Optimization under Uncertainty e Monitoria em Análise de Decisão e Risco

Período 4: Projeto de Dissertação





Objetivos da apresentação



Compartilhar a linha de raciocínio até definição da pesquisa



Relatar histórico da discussão no Brasil e aspectos regulatórios envolvidos



Apresentar principais fundamentos teóricos e gaps na literatura



Apresentar a hipótese, pergunta de pesquisa e proposta da dissertação



Índice



Motivação

Indústria x Academia



Contextualização

Formação do preço da energia: metodologia, processo, alternativas



Fundamentação teórica

Base teórica e *gaps*



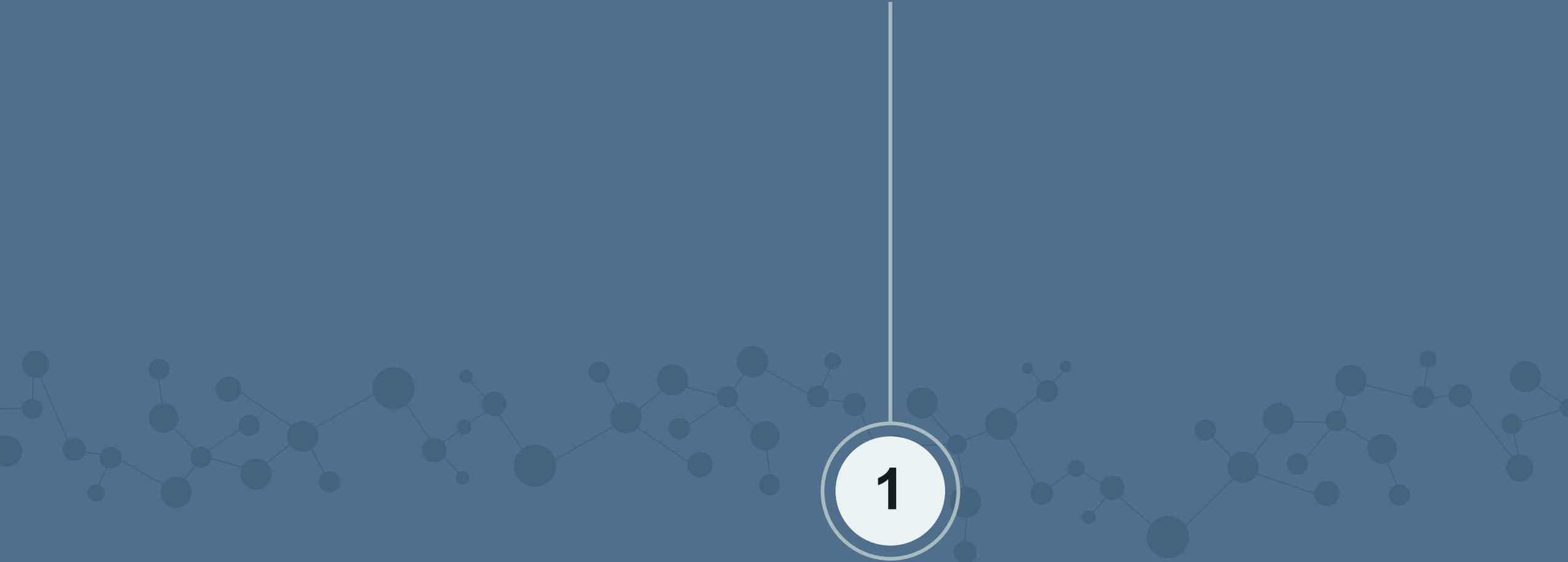
Proposta da dissertação

Hipótese, perguntas e objetivos do trabalho



Conclusão e dúvidas

Principais conclusões, estágio atual da pesquisa e próximos passos

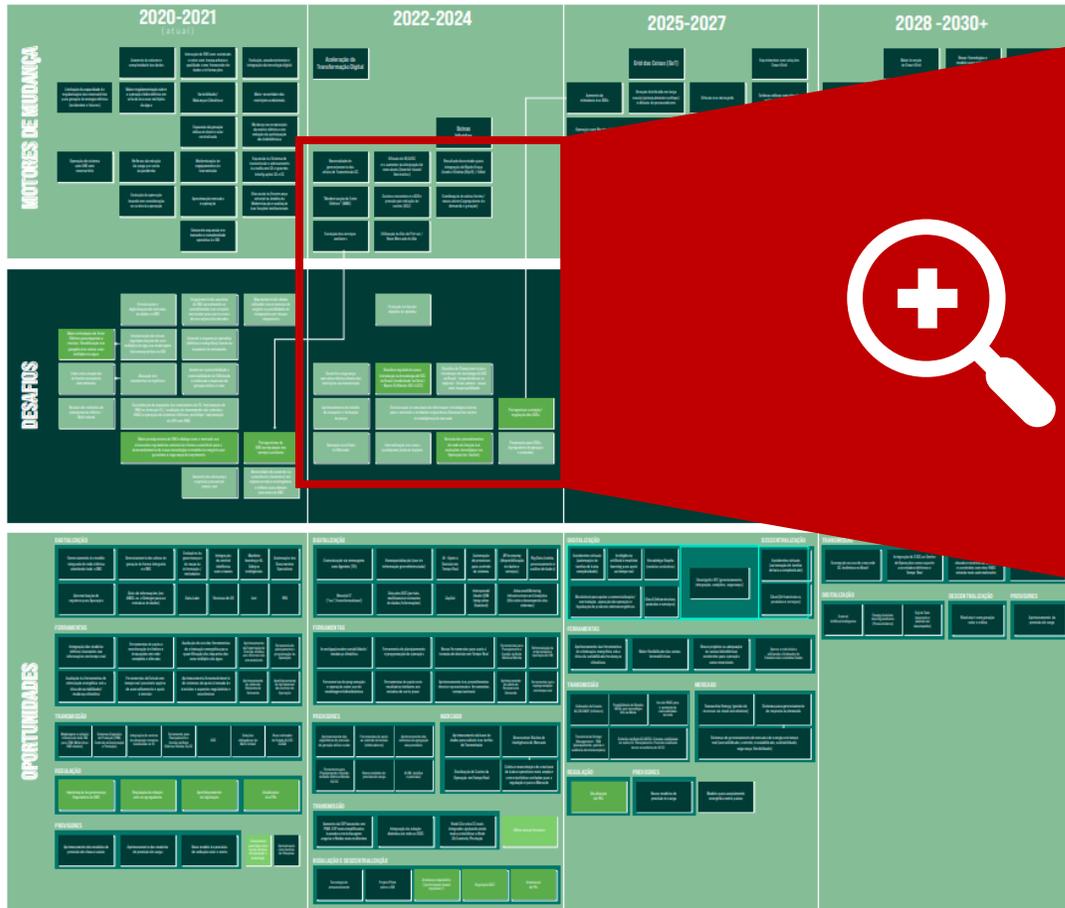


1

Motivação

Motivação

Cenário Tecnológico do ONS Consolidado



Motores de Mudança

2022-2024

"Modernização do Setor Elétrico" (MME)

Desafios

Aprimoramento do modelo de despacho e formação de preço



ONS como Cooperador Técnico do Projeto de P&D ANEEL PD-00403-0050/2020 "Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil" – Engie/PSR + ONS + CCEE

Links: [Cenário Tecnológico](#) e [Paper XXVI SNPTEE \(2022\)](#)

Motivação

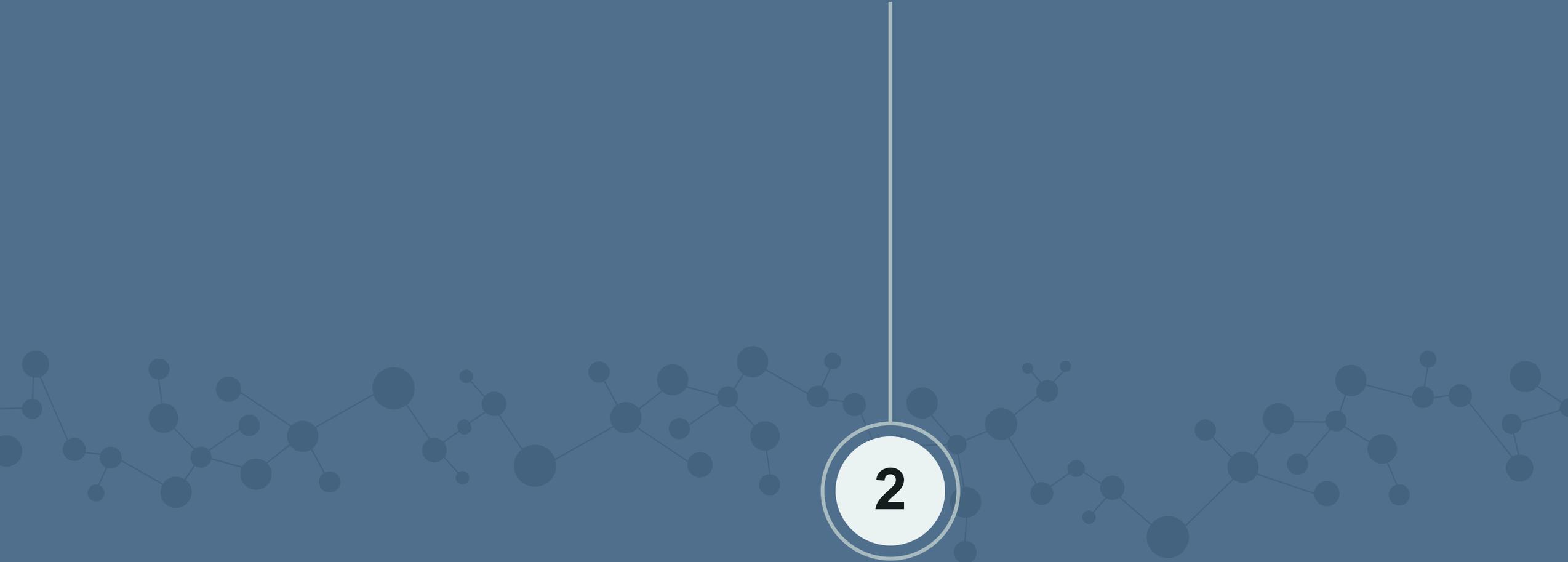
- Formação de preços é um assunto relevante para o Setor Elétrico
- Interesse pessoal por otimização
- Visão: Tornar-se um interlocutor nessa temática



Mas afinal...

- O que é e o que diz a “Modernização do Setor Elétrico”?
- Como é formado hoje o preço da energia elétrica no Brasil?
- Formação de preços por oferta – o que é? quais são as diferenças?





2

Contextualização

Contextualização - Mundo

- Processo de abertura dos mercados de energia elétrica
 - Garantir competitividade
 - Ampliação da descarbonização da matriz elétrica
 - Aumento da penetração de fontes de energia renovável
 - Maior autonomia dos consumidores
 - Aumento da penetração dos recursos energéticos distribuídos
- **Preço da energia precisa ser aderente à realidade e deve induzir comportamentos desejáveis dos competidores do mercado**

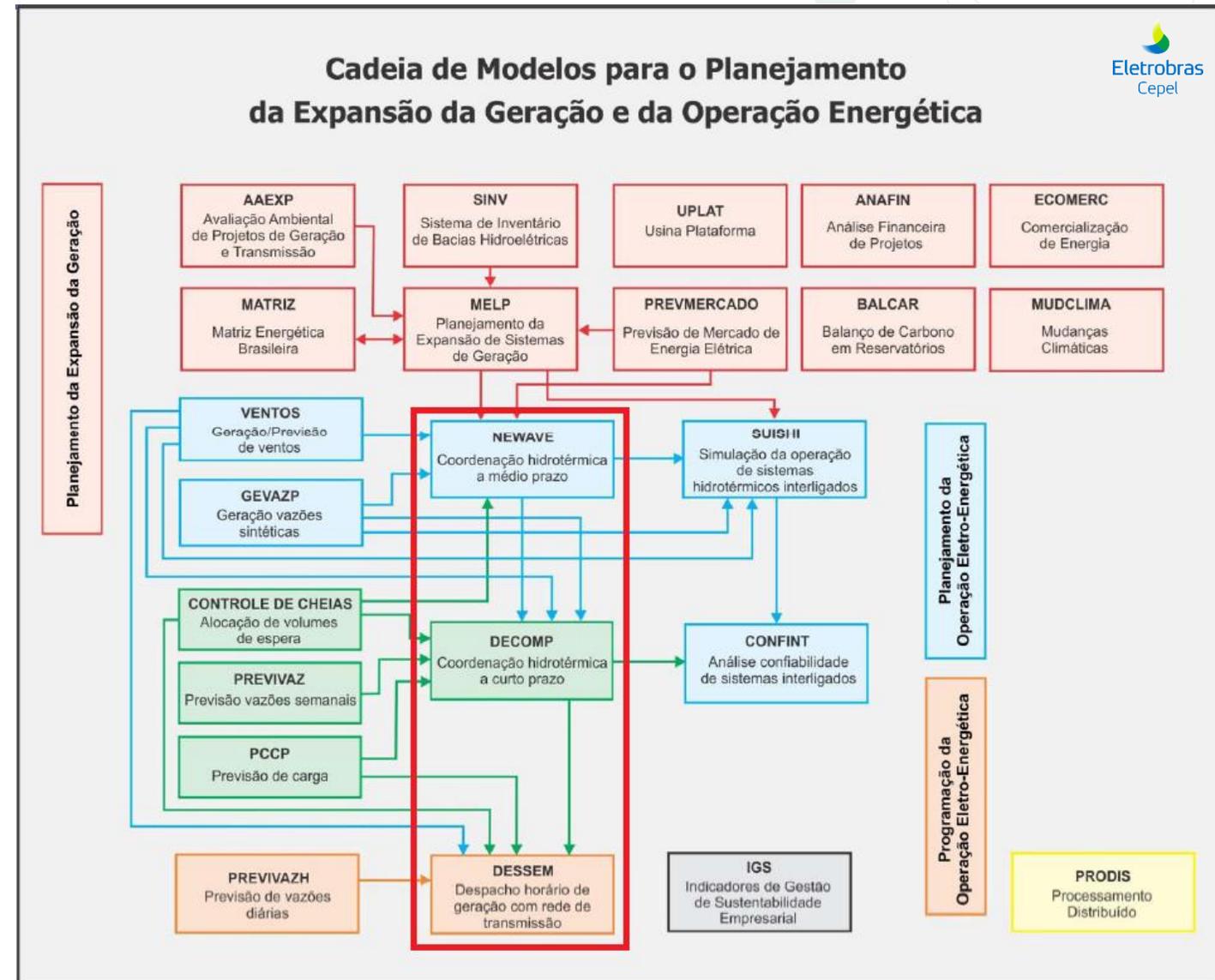


Contextualização – Mercado brasileiro e formação de preço

- Grandes transformações no SEB desde a década de 90
- Consulta Pública nº 033/2017 do MME → organização de um grupo de trabalho (GT) para conduzir a modernização do marco regulatório do SEB (Portaria MME nº 187/2019)
- GT Modernização
 - Relatório final com as principais tratativas para os próximos anos
 - Modernização do mecanismo de formação de preço
- Mecanismo vigente: “por custos auditados”
 - Baseado em uma cadeia de modelos de otimização eletroenergética
 - Cálculo do preço ótimo da energia a partir das informações dos custos de geração prestadas pelos agentes e auditadas pelo Regulador

Cadeia de modelos do Setor Elétrico - NEWAVE, DECOMP e DESSEM

- CEPEL
- ONS – operação, CCEE – preço
- Divisão do problema em horizontes
- Simplificação x Detalhamento



Cadeia de modelos do Setor Elétrico - NEWAVE, DECOMP e DESSEM

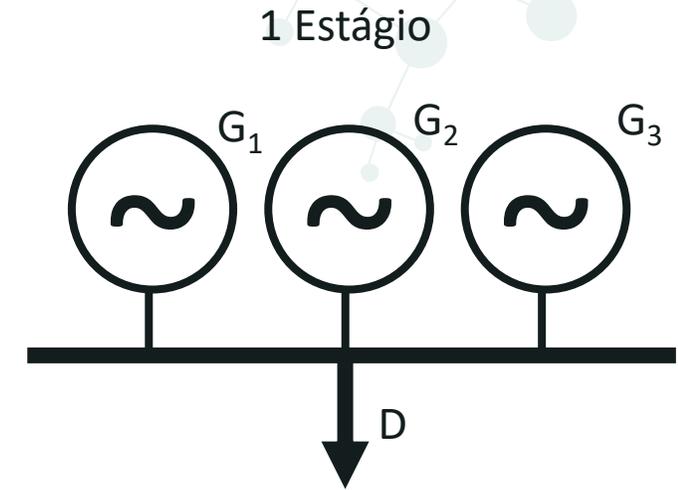
Modelo	Prazo	Horizonte	Discretização	Representação	Resolução	Saídas
NEWAVE	Médio	10 anos (5 anos)	Mensal	Reservatórios equivalentes, intercâmbios	PDDE	FCF para DECOMP
DECOMP	Curto	2 meses a 1 ano (2 meses)	Semanal por patamar de carga	Usinas individualizadas, restrições elétricas	PDD	FCF para DESSEM CMOs semanais por patamar de carga
DESSEM	Curtíssimo	2 semanas (1 semana)	Semi-horária	Unidades geradoras, rede modelada por fluxo DC	PLIM	CMO semi-horário Unit commitment

Sistema térmico de uma barra, monoestágio

Exemplo 1

	g_j	c_j
G_1	0	R\$ 0
G_2	50	R\$ 2.500
G_3	140	R\$ 14.000
Total	190 MWh	R\$ 16.500

$$\begin{aligned} & \min_{g_j} \sum_{j=1}^{nG} C_j g_j \\ \text{s. a. } & \sum_{j=1}^{nG} g_j = D, \quad \forall j \in nG \\ & 0 \leq g_j \leq \bar{G}_j, \quad \forall j \in nG \end{aligned}$$



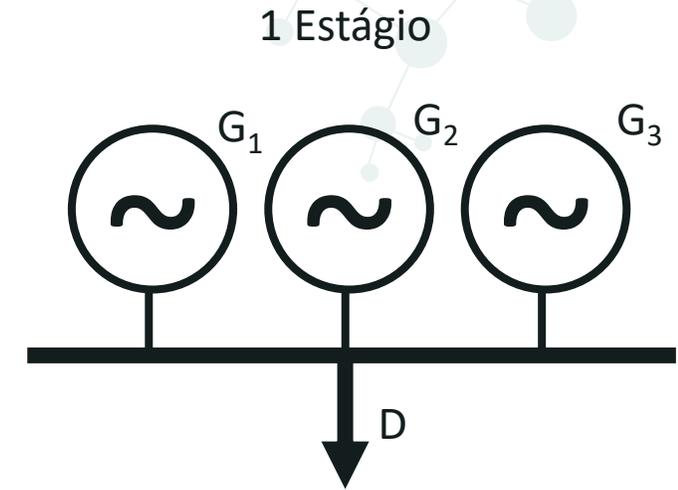
$$\begin{aligned} C_1 &= 150 \text{ R\$/MWh} & \bar{G}_1 &= 200 \text{ MW} \\ C_2 &= 50 \text{ R\$/MWh} & \bar{G}_2 &= 50 \text{ MW} \\ C_3 &= 100 \text{ R\$/MWh} & \bar{G}_3 &= 150 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$D = 190 \text{ MW}$$

Sistema térmico de uma barra, monoestágio

Exemplo 2

	g_j	c_j
G_1	0	R\$ 0
G_2	50	R\$ 2.500
G_3	141	R\$ 14.100
Total	191 MWh	R\$ 16.600



$\pi = \text{R\$ } 100/\text{MWh}$

$C_1 = 150 \text{ R\$/MWh}$

$\bar{G}_1 = 200 \text{ MW}$

$C_2 = 50 \text{ R\$/MWh}$

$\bar{G}_2 = 50 \text{ MW}$

$C_3 = 100 \text{ R\$/MWh}$

$\bar{G}_3 = 150 \text{ MW}$

$D = 191 \text{ MW}$

$$\min_{g_j} \sum_{j=1}^{nG} C_j g_j$$

$$s.a. \sum_{j=1}^{nG} g_j = D, \quad \forall j \in nG : \pi$$

$$0 \leq g_j \leq \bar{G}_j, \quad \forall j \in nG$$

Custo de oportunidade: CMO e PLD

Sistema térmico de três barras, modelo de transporte, monoestágio

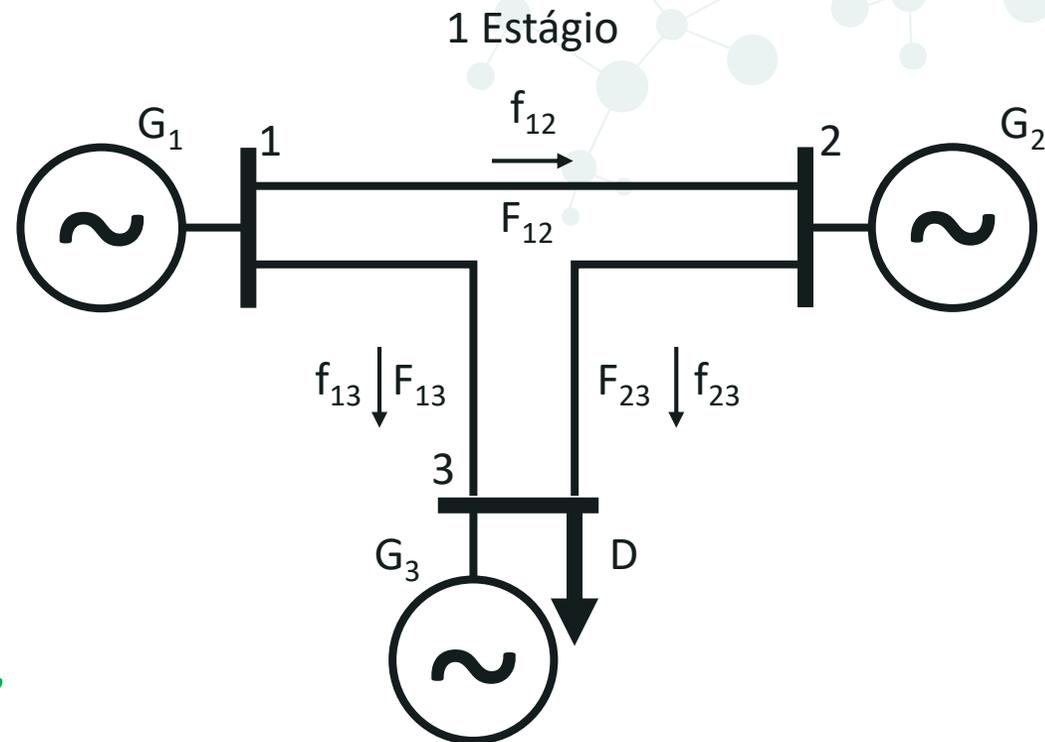
Exemplo 3

	g_j	c_j
G_1	10	R\$ 1.500
G_2	30	R\$ 1.500
G_3	150	R\$ 15.000
Total	190 MWh	R\$ 18.000

	f_{ij}
F_{12}	-20
F_{13}	30
F_{23}	10

Restrições encarecem,
mas retratam a
realidade

$\pi = \text{R\$ } 100/\text{MWh}$



$C_1 = 150 \text{ R\$/MWh}$ $\bar{G}_1 = 200 \text{ MW}$ $\bar{F}_{12} = 20 \text{ MW}$
 $C_2 = 50 \text{ R\$/MWh}$ $\bar{G}_2 = 50 \text{ MW}$ $\bar{F}_{13} = 70 \text{ MW}$
 $C_3 = 100 \text{ R\$/MWh}$ $\bar{G}_3 = 150 \text{ MW}$ $\bar{F}_{23} = 10 \text{ MW}$
 $D = 190 \text{ MW}$

Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

- Preço *spot* do mercado livre de energia: π
- Custo de oportunidade
- Gerado pelo DESSEM: PLD horário
- Oficial desde 01/01/2021

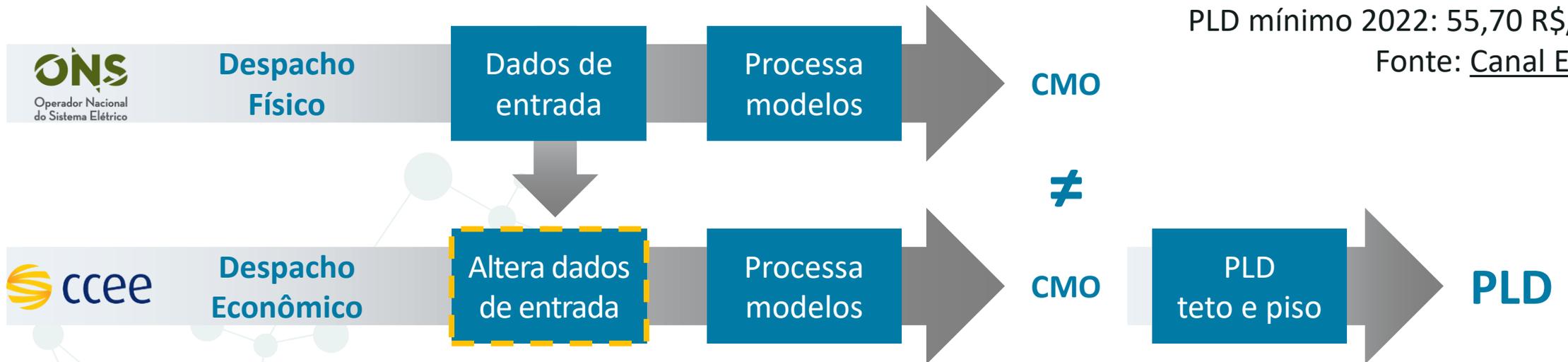


Preço de Liquidação das Diferenças (Valores em R\$/MWh)				
🕒 Hora vigente 16:00 às 16:59 - 08/06/2022 Hoje				
	SE/CO - SUDESTE	S - SUL	NE - NORDESTE	N - NORTE
PLD Horário	55,99	55,99	55,99	55,99
Média Diária	55,81	55,81	55,81	55,81

Fonte: [site da CCEE](#)
Link: [histórico de preços](#)

Cálculo do PLD

- Igual ao CMO: mesma cadeia de modelos
- CCEE recebe dados do ONS e faz alterações
 - Unidades em teste e restrições elétricas internas dos submercados
 - Preço zonal



PLD máx horário 2022: 1.314,02 R\$/MWh
PLD máx estrutural 2022: 640,50 R\$/MWh
PLD mínimo 2022: 55,70 R\$/MWh
Fonte: Canal Energia

Discussão sobre a formação do preço da energia no Brasil

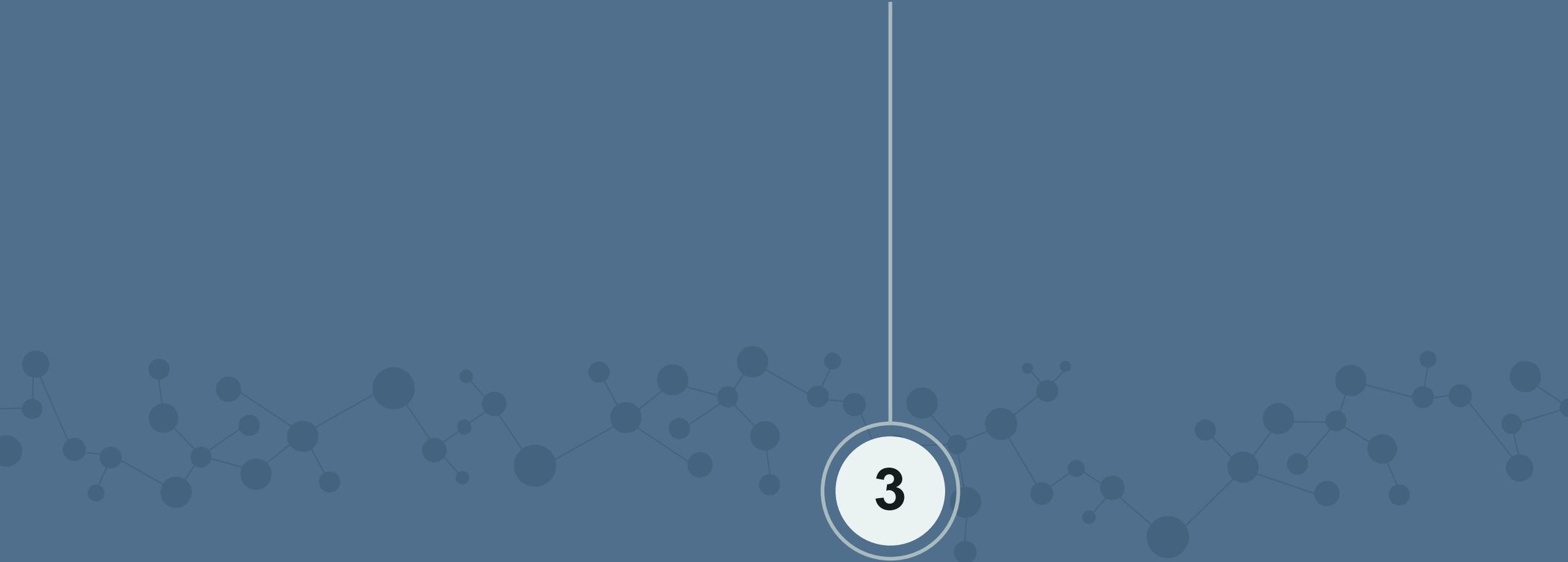
- Alternativa estudada: “por oferta”
 - Competidores ofertam preços e quantidades (em detrimento dos custos auditados)
 - Alternativa que promoveria o aumento da eficiência econômica ao preço da eletricidade e a melhoria da resposta da demanda à oferta para o contexto brasileiro
 - Monitoramento e controle do poder de mercado e para coibição de abusos de mercado é um dos principais desafios
 - Mecanismo amplamente utilizado internacionalmente: EUA, México, Austrália e mercados como o Nordpool, entre outros
- A preocupação com o exercício de poder de mercado é comum a todos esses mercados e países e é intrínseca à aplicação desse modelo.
- Fica a cargo do órgão monitorador de mercado coibir o abuso do poder de mercado, para que não ocorra uma transferência indesejada de renda dos compradores para os vendedores.

Monitoramento de poder de mercado

- Poder de mercado: habilidade de um comprador ou vendedor alterar o preço do mercado de seu preço competitivo, alterando seu ponto de equilíbrio e aumentando sua receita individual
 - Preço competitivo: vendedores que ofertam ao seu custo marginal de oportunidade e compradores que ofertam à sua disposição para contratar
- Monitoramento do mercado: análises *ex-ante* e *ex-post*
 - *Ex-post* → feita com base nos dados históricos
 - *Ex-ante* → uso de indicadores (ex: Herfindahl-Hirschman Index) e simulações e para prospectar cenários e comportamentos do mercado
 - Se destaca o uso de Modelos de Equilíbrio, que simulam o comportamento racional dos competidores e encontram o chamado ponto de equilíbrio do mercado

Equilíbrio de Nash

- Vem sendo amplamente utilizado em estudos sobre mercados de eletricidade
- Conceitos baseados na Teoria dos Jogos Não-Cooperativos: os competidores montam sua estratégia em benefício próprio.
- Objetivo do jogo:
 - Encontrar um par preço/quantidade para cada competidor, de tal forma que nenhum deles tenha incentivos para alterar sua oferta quando alcançado o equilíbrio
 - Partindo do equilíbrio, quando um competidor altera sua oferta, permanecendo os demais em equilíbrio, seu resultado piora - e isso vale para todos os competidores.
- Aplicações: definição da estratégia ótima de oferta do competidor e o monitoramento do exercício unilateral de poder de mercado



3

Fundamentação teórica

Grandes temas



Principais referências

• Barroso L. A.; Carneiro R. D.; Granville S.; Pereira M. V.; Fampa M. H. C. 2006. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 629-638, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873127.

• Fanzeres, B.; Street, A.; Pozo, D. 2020. A Column-and-Constraint Generation Algorithm to Find Nash Equilibrium in Pool-Based Electricity Markets, Electr. Power Syst. Res., 189, 106806.

• Cruz M.P., Finardi E.C., de Matos V.L., Luna J.P. 2016. Strategic bidding for price-maker producers in predominantly hydroelectric systems, Electric Power Systems Research, vol. 140, Pages 435-444, ISSN 0378-7796.

• Poder de mercado: Wolak, Borenstein

Nash Equilibrium in Strategic Bidding: A Binary Expansion Approach

Luiz Augusto Barroso, Member, IEEE, Rafael Dix Carneiro, Sérgio Granville, Mario V. Pereira, Member, IEEE, and Marcia H. C. Fampa

Abstract—This paper presents a mixed integer linear programming solution approach for the equilibrium problem with equal-bidder constraints (EIBC) problem of finding the Nash equilibrium in short-term electricity markets. The approach is based on a binary expansion approach to transform the non-linear problem into a mixed integer linear problem that can be solved by commercially available optimization software. The approach can be applied to Cournot, unit commitment bidding models. The approach with configuration derived from the solving unit-commitment decisions to

The objective of NE is to find a set of bids with the following property: no agent can individually improve its revenues by modifying its bid, if the remaining agents offer the equilibrium bids. If the usual game-theoretical assumptions are met (rational behavior, complete and perfect information) and there is only one solution to the NE conditions, then agents would be expected to offer these equilibrium bids. Although real-life bidding conditions are unlikely to fully match those theoretical assumptions, the NE approach remains a powerful tool, both for devising bidding strategies and for simulating the effect of countermeasures for market power mitigation.

pool market, game theory, market programming (MILP), Nash equilibrium

INTRODUCTION

ponents in liberalized power sectors (1) electricity market, where hourly energy (E) is sold at the end of each day, generators bid and quantities for the next 24 h (2) are submitted for each hour, where a unit of the total energy generated equals and (3) the final clearing price, or spot price, is charged to all energy sales/purchases. Such market poses complex challenges regulators. For the agent, the question arises that maximizes their revenues

The objective of this paper is to present a solution scheme for the calculation of Nash equilibria in bid-based electricity markets. As it will be shown, the NE conditions correspond to finding a feasible solution to a set of 1 constraints, where 1 is the number of strategic bidding agents (those that can influence the market prices with their bids, or "price makers"). The major difficulty is that the right-hand side of each constraint $i = 1, \dots, 1$ is a nonlinear, nonconvex optimization subproblem, where agent i determines its maximum-revenue bids, given assumptions about all the other agents' bids.

Most proposed solution approaches to the NE problem use either 1) an iterative scheme [5], [6], successively "freezing" the bids of all agents but one, solve the iterative process until there is no change; or 2) apply the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) optimality conditions to each optimization subproblem.

is in order to solve specialized

wide range energy identification, and KKT conditions are difficult to apply a binary expansion approach to the NE problem

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

thus solved

paper tries to find the following discrete (each optimization subproblem) a feasible NE.

Electric Power Systems Research 189 (2020) 106806

Contents lists available at ScienceDirect

Electric Power Systems Research

journal homepage: www.elsevier.com/locate/epsr

A Column-and-Constraint Generation Algorithm to Find Nash Equilibrium in Pool-Based Electricity Markets*

Bruno Fanzeres^{a,b}, Alexandre Street^{a,b}, David Pozo^c

^aIndustrial Engineering Department, FICP, Rua de Jaceira, Brazil
^bApplied Engineering Department, FICP, Rua de Jaceira, Brazil
^cCenter for Energy Systems, Moscow, Moscow, Russia

ARTICLE INFO

ABSTRACT

Keywords: Bi-level programming; Column-and-constraint generation (C&C); Equilibrium problem with equal-bidder constraints (EIBC); Nash equilibrium; Pool-based electricity markets

Equilibrium analysis is crucial in electricity market power. In most transmission, network point in large-scale systems, a Column-and-constraint generation (C&C) identifies whether this candidate point is indeed an equilibrium. We identify that the proposed algorithm is computationally more efficient than the C&C formulation in challenging cases for medium-sized instances in a reasonable computer time.

1. Introduction

Most power systems worldwide have evolved in the last decades towards the implementation of competitive markets in many of their spheres (e.g., generation, transmission, and distribution), with supply competition being recognized as the most mature among them [1]. Its main structure comprises a day-ahead pool-based market, where Generation Companies (GENCOs) submit pairwise linked blocks of price and quantity offers to a market operator that identifies both the market-clearing electricity price and a day-ahead scheduled production for each GENCO. Each competitor is then financially compensated by the respective electricity price for each unit of production scheduled [1].

In this competitive context, several challenges of different nature materialize both from the viewpoint of a particular GENCO as well as from the perspective of the whole market and regulatory stability. On the one hand, the income from day-ahead electricity markets usually represents a significant share of the total cash flow source of most GENCOs. As a consequence, market participants should carefully adjust their supply offers of income-aiming other hand, market power evidence in market outcome, in this context, is more precisely, market, aiming to maximize their market GENCOs can rest based on the market "play" the equilibrium

* The research of Bruno Fanzeres was partially supported by FAPERJ (project E-26/202.825/2019), FAPESP (project E-26/202.825/2017) and CNPq (projects 422730/2018-1 and 302092/2017-0). The FAPERJ research project E-26/2013.10131/2013 is also supported. David Pozo is supported financially, this study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CNPq) under grant number 301301/2018-0.

✉ Email address: bruno.fanzeres@epsc.ficp.br (B. Fanzeres), alexandre.street@epsc.ficp.br (A. Street), david.pozo@epsc.ficp.br (D. Pozo).

Supporting project to be included in the list of projects of Alexandre Street. Sponsor: ENGENHARIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA (ENES).

Received 4 October 2019; Received in revised form 18 April 2020; Accepted 2 August 2020
Available online 17 August 2020
0378-7796/© 2020 Elsevier B.V. All rights reserved.

Electric Power Systems Research 140 (2016) 435–444

Contents lists available at ScienceDirect

Electric Power Systems Research

journal homepage: www.elsevier.com/locate/epsr

Strategic bidding for price-maker producers in predominantly hydroelectric systems

M.P. Cruz^{a,*}, E.C. Finardi^b, V.L. de Matos^c, J.P. Luna^d

^aDepartment of Energy Engineering, Federal University of Santa Catarina, 88065-900 Florianópolis, Brazil
^bElectrical Systems Division, Research Laboratory, Federal University of Santa Catarina, 88065-900 Florianópolis, Brazil
^cResearch Laboratory, 88065-900 Florianópolis, Brazil
^dFederal University of Santa Catarina, 21941-901 Rio de Janeiro, Brazil

ARTICLE INFO

ABSTRACT

This paper proposes an equilibrium model to determine price and quantity strategic bids for generation companies participating in a day-ahead electricity market, with predominantly hydroelectric generation. Each agent aims to maximize its profit by solving a bi-level optimization problem, where the upper level represents the producer revenue maximization problem, while the lower one consists of minimizing the cost of system operation, faced by the independent system operator. Price-maker companies operating both hydro and thermal plants are considered in a cascade hydro system with reservoirs managed by different owners. Consequently, a novel approach is proposed to decouple the first and second levels of the problem. We present an individual plant model, where the main constraints related to a hydrothermal system are considered. Through the utilization of the Karush-Kuhn-Tucker optimality conditions, the bi-level optimization model is converted to a single level nonlinear problem, known in literature as a mathematical program with equilibrium constraints (MPEC). To face the difficulties of this nonlinear, nonconvex, multi-stage problem, the MPEC complementary conditions are replaced by the strong duality condition. Moreover, competition among several leaders is modeled as an iterative procedure, and the methodology is applied in two systems with data and configurations derived from the Brazilian hydrothermal system.

© 2016 Published by Elsevier B.V.

1. Introduction

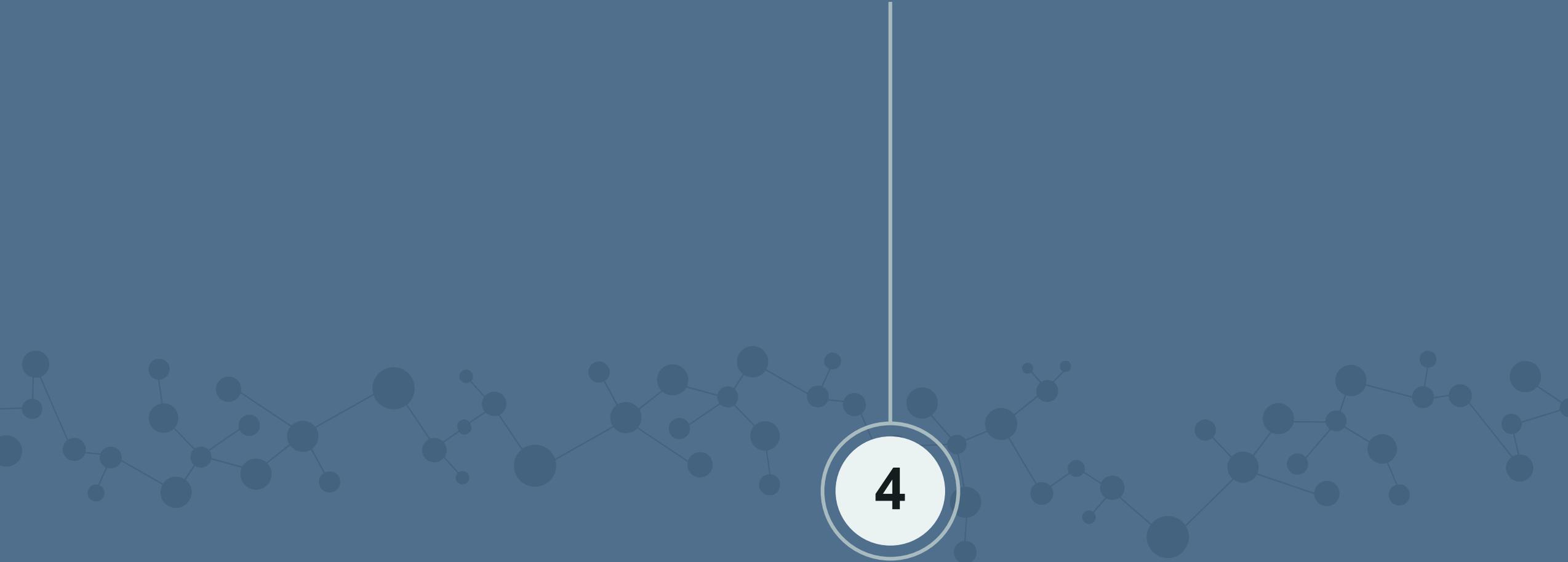
The electricity industry has undergone a restructuring process over the last three decades, which led to the establishment of wholesale electricity markets in most industrialized regions of the world [1]. Despite inherent characteristics and differences of each region, the fundamental goal of this process is the implementation and development of electricity markets to stimulate competition and market efficiency on behalf of the society. To face this challenge, one of the basic features of this restructuring process is the implementation of a short-term electricity market, where energy transactions are held, and independent power producers seek to maximize their profits.

In this context, this paper focuses on determining energy producers' bid strategies in a short-term electricity market. From the producer perspective, there is a growing need for supporting models and decision-making tools to evaluate the best price and quantity offer that maximizes their net revenue, taking into account the unknown bid strategy of their opponents. From the market regulator point of view, there is a need to develop these models to provide interaction among players' strategies in a way that permits assessment of market behavior and identification of anticompetitive practices that may compromise the market efficiency.

Consequently, this paper proposes an equilibrium model to determine bidding strategies for power suppliers participating in a day-ahead electricity market with predominant hydroelectric generation, in which a bid for energy (price and quantity) is required for each of the 24 h in the schedule day. Moreover, each power supplier model is formulated as a bi-level optimization problem [1–6], where the upper level represents the producer revenue maximization problem, while the lower one is related to the market clearing formulation, which consists in minimizing the total cost of system operations, faced by the system market operator [7–9]. Through the utilization of the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) [10,11] optimality conditions, the bi-level problem is transformed into a single level nonlinear problem, known in literature as the mathematical program with equilibrium constraints (MPEC) or

Gaps na literatura

- Por conta da perspectiva da Modernização do SEB, o número de trabalhos estudando a aplicação ao caso brasileiro vem crescendo significativamente, inclusive por meio de Projetos de P&D
- Por se tratar de um assunto ainda em fase de estudos para a aplicação no Brasil, a temática do exercício de poder de mercado, extremamente relevante ao contexto de um mercado desse tipo, ainda não é abordada com frequência em trabalhos acadêmicos para o caso brasileiro, somente para outros mercados estrangeiros
- A aplicação do Equilíbrio de Nash a mercados hidrotérmicos ainda é limitada
 - Desafio do tempo computacional



4

Proposta da dissertação

Hipótese, perguntas e objetivos

- A agregação dos preços em zonas mitiga o exercício unilateral de poder de mercado
- É possível aplicar um modelo de equilíbrio ao caso brasileiro (hidrotérmico) e observar o exercício de poder de mercado?
- A limitação dos valores ofertados também pode ajudar a mitigar o exercício de poder de mercado?

Hipótese, perguntas e objetivos

- Implementar e aplicar o Equilíbrio de Nash para calcular o ponto de equilíbrio de um mercado de energia elétrica com uso de dados reais do mercado brasileiro
 - Problema binível, no qual o problema superior visa a maximização da receita do competidor líder e o inferior trata do despacho/mercado de energia (problema do agente e problema do operador)
 - O Equilíbrio de Nash será encontrado a partir da implementação iterativa do problema para todos os jogadores (carrossel)
- Comparar os casos onde os competidores são remunerados ao preço nodal ou preço zonal

Modelagem – Mercado por ofertas (problema do operador)

- Agentes/competidores ofertam um par preço/quantidade, de acordo com a sua própria estratégia de maximização de receita
- Preço uniforme: todos os agentes remunerados pelo preço de *clearing* π (em detrimento ao modelo *pay-as-bid*)
- Preço calculado pelo despacho econômico
 - Variável dual da equação de balanço (custo de oportunidade)
- Demanda inelástica
- Mercado zonal: preço único (em detrimento do preço nodal)

$$\begin{aligned} \min_{g_i} \quad & \sum_{i=1}^n p_i g_i \\ \text{s.a.} \quad & \sum_{i=1}^n g_i = d, \quad : \pi \\ & 0 \leq g_i \leq q_i, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

sendo:

p_i o preço ofertado pelo agente i ; g_i o montante gerado pelo agente i ; d a demanda; q_i a quantidade ofertada pelo agente i ; π o preço de clearing

Modelagem – Comportamento dos competidores (problema do agente)

- Desafio: definir sua estratégia de forma a garantir a maximização de sua receita líquida, enquanto os outros competidores também o fazem
- Oferta um par preço/quantidade, sob a incerteza das ofertas dos concorrentes e do preço de *clearing* do mercado.
- *Price maker* → tem poder de influenciar nos preços
- *Price taker* → não é capaz de influenciar o preço do sistema e oferta preço igual ao seu custo de produção

$$R_i(q_i, \mathbf{q}_{-i}) = \max_{g, \pi} (\pi - p_i) g_i$$

sendo:

R_i a receita líquida do competidor i ; q_i a quantidade ofertada pelo competidor i ; \mathbf{q}_{-i} o vetor de quantidades ofertadas pelos outros competidores fora i ; π o preço de *clearing*; p_i o preço ofertado pelo competidor i ; g_i o montante gerado pelo competidor i ;

Modelagem – Equilíbrio de Nash

- Ponto de equilíbrio do mercado, a partir do qual nenhum competidor tem incentivos para alterar sua oferta
- Partindo do equilíbrio, quando um competidor altera sua oferta, permanecendo os demais em equilíbrio, seu resultado piora - e isso vale para todos os competidores

$$R_i(q_i^e, \mathbf{q}_{-i}^e) \geq R_i(q_i, \mathbf{q}_{-i}^e), \quad \forall i = 1, 2, \dots, n$$

sendo:

R_i a receita líquida do competidor i ; q_i^e a quantidade ofertada pelo competidor i no equilíbrio; \mathbf{q}_{-i}^e o vetor de quantidades ofertadas pelos outros competidores fora i no equilíbrio; q_i a quantidade ofertada pelo competidor i fora do equilíbrio

Modelagem – Modelo completo

- Modelagem possível por MPEC e EPEC
 - Não resolvidos computacionalmente de forma eficiente
- Multiplicação de variáveis de decisão introduzem não-convexidade → técnicas para linearizar
- Para encontrar o ponto de equilíbrio \mathbf{q}^e
 - Solução de um sistema de inequações de larga escala com número combinatório de equações
- Técnicas de solução
 - Substituição por condições de KKT → não garante otimalidade
 - Solução iterativa → pode apresentar dificuldade de convergência, mas tem boa perspectiva de otimalidade

Modelagem – Modelo implementado

- Problema de dois níveis: maximização da receita do competidor, sujeito ao despacho econômico
- q_i é a variável de decisão do primeiro nível, g_i é a variável de decisão do segundo nível e π é a variável dual da equação de balanço
- Função objetivo bilinear (produto de duas variáveis de decisão, π e g) → abordagem de Fortuny-Amat-McCarl
- Equilíbrio de Stackelberg
 - Um competidor é o líder, que toma a ação, os demais jogadores apenas reagem no nível de baixo
 - Para transformar em Nash → algoritmo iterativo (carrossel)
- Uso do pacote BilevelJuMP e solver Gurobi

$$\begin{aligned} \max_{q_i} \quad & (\pi - p_i)g_i \\ \text{s.a.} \quad & 0 \leq q_i \leq Q_{max} \\ & (g_i, \pi) \in \underset{g_i}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n p_i g_i \\ \text{s.a.} \quad & \sum_{i=1}^n g_i = d \\ & 0 \leq g_i \leq q_i, \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

sendo:

π o preço de *clearing*; p_i o preço ofertado pelo competidor i ; g_i o montante gerado pelo competidor i ; q_i a quantidade ofertada pelo competidor i ; Q_{max} a capacidade máxima de geração do competidor i ; d a demanda;



5

Conclusão

Conclusão

- O tema possui grande perspectiva de aplicação e está alinhado ao futuro do setor elétrico
- O SEB carece de interlocutores no tema
- O custo computacional ainda é um desafio
- A experiência internacional deve nos ajudar a desenvolver nossas próprias análises

Próximos passos:

- Finalizar o Projeto de Dissertação
 - Aplicação em um sistema de teste
- Seguir com a revisão bibliográfica
 - Congestão da rede
- Finalização ainda em 2022

**Obrigado!
Dúvidas?**

João Pedro Mattos Costa
jcosta.poli.ufrj@gmail.com

