



Realização



Patrocinadores

OURO



PRATA



BRONZE





RICHARD LEE HOCHSTETLER

DESCENTRALIZAÇÃO DA OFERTA: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA

OS SINTOMAS

O que aflige o setor elétrico brasileiro?

DOUTOR, EU ESTOU COM SEGUINTE SINTOMAS...

INTERVENCIÓNISMO
GOVERNAMENTAL
E JUDICIALIZAÇÃO

CRITÉRIOS
DE GARANTIA DE
SUPRIMENTO
NÃO ATENDIDOS

INVASÃO
DA RESERVA
OPERATIVA

ENCARGOS
CRESCENTES

DESLOCAMENTO
HIDRELÉTRICO E
CORTES DE
GERAÇÃO
(CURTAILMENT)



PROBLEMA

DIAGNÓSTICO

RESOLUÇÃO

OS SINTOMAS

1. Critérios de garantia de suprimento não atendidos

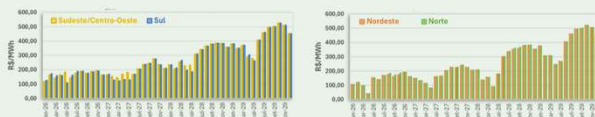
CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO DO CNPE (RESOLUÇÃO CNPE 29/2019 E PORTARIA MME 59/2020)

Critério 1: $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5\%$

	2026	2027	2028	2029
SE/CO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SUL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORDESTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
NORTE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SIN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

O valor esperado de energia não suprida (ENS) não deve superar 5% da energia demandada no ano, considerando os 1% piores cenários hidrológicos

Critério 2: $CVaR_{10\%}(CMO) \leq R\$ 800/MWh$



O valor esperado do custo marginal de operação (CMO) não deve superar R\$800/MWh no mês, considerando os 10% piores cenários hidrológicos

Critério 3: $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5\%$



O valor esperado de potência não suprida (PNS) não deve superar 5% da carga no mês, considerando os 5% piores cenários hidrológicos

Critério 4: $LOLP \leq 5\%$



O risco de ocorrência de perda de carga (Loss of Load Probability – LOLP) no ano não deve superar a 5%

- No *Plano da Operação Energética 2025 (PEN 2025)* o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) apresenta as avaliações das **condições de atendimento ao mercado** previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) **para os próximos cinco anos**

- Avaliando-se os quatro critérios de **garantia do suprimento** constata-se que:

Os requisitos de **ENERGIA** estão sendo atendidos

Os requisitos de **POTÊNCIA** não estão sendo atendidos

- Mas o que realmente preocupa o ONS é a **escassez de FLEXIBILIDADE OPERATIVA**:
*“[...] precisamos cada vez **mais de flexibilidade**, com **fontes de energia controláveis**, que nos **atendam de forma rápida** para termos equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente nos horários em que temos as chamadas **rampas de carga**.”*

-Marcio Rea (Diretor-Geral)

PROBLEMA

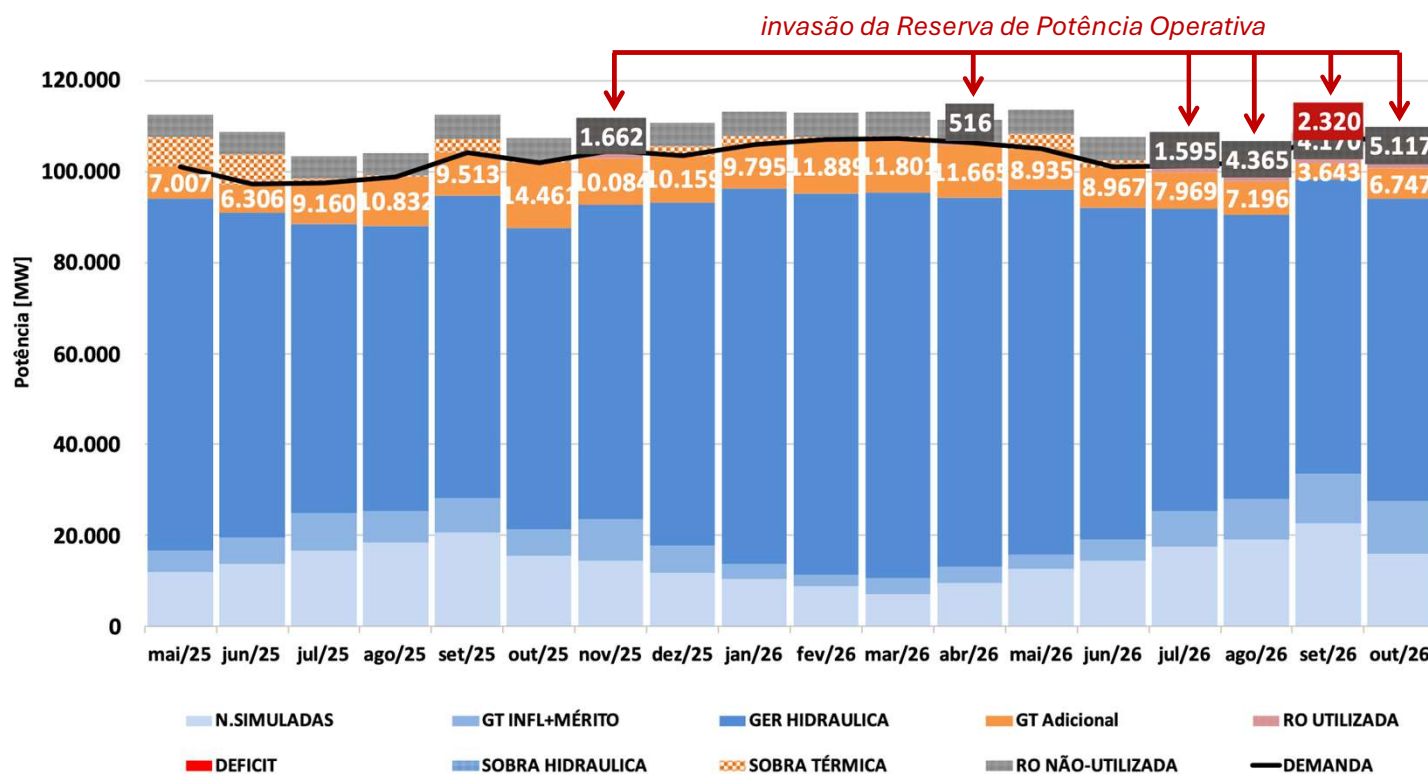
DIAGNÓSTICO

RESOLUÇÃO

2. Invasão da Reserva de Potência Operativa

‘DANDO SORTE AO AZAR’

- **RECORRENDO AO ‘PNEU ESTEPE’:**
A RPO é uma reserva de **contingência** para atender a variações inesperadas na demanda de carga, falhas súbitas de geradores ou linhas de transmissão, e erros de previsão.
- Segundo o *PEN 2025*, mesmo em cenário de normalidade para as condições hidrológicas (“Cenário 1”) há previsão de **invasão frequente da Reserva de Potência Operativa (RPO)** no segundo semestre de 2026
- A RPO não deveria ser empregada para atender carga prevista

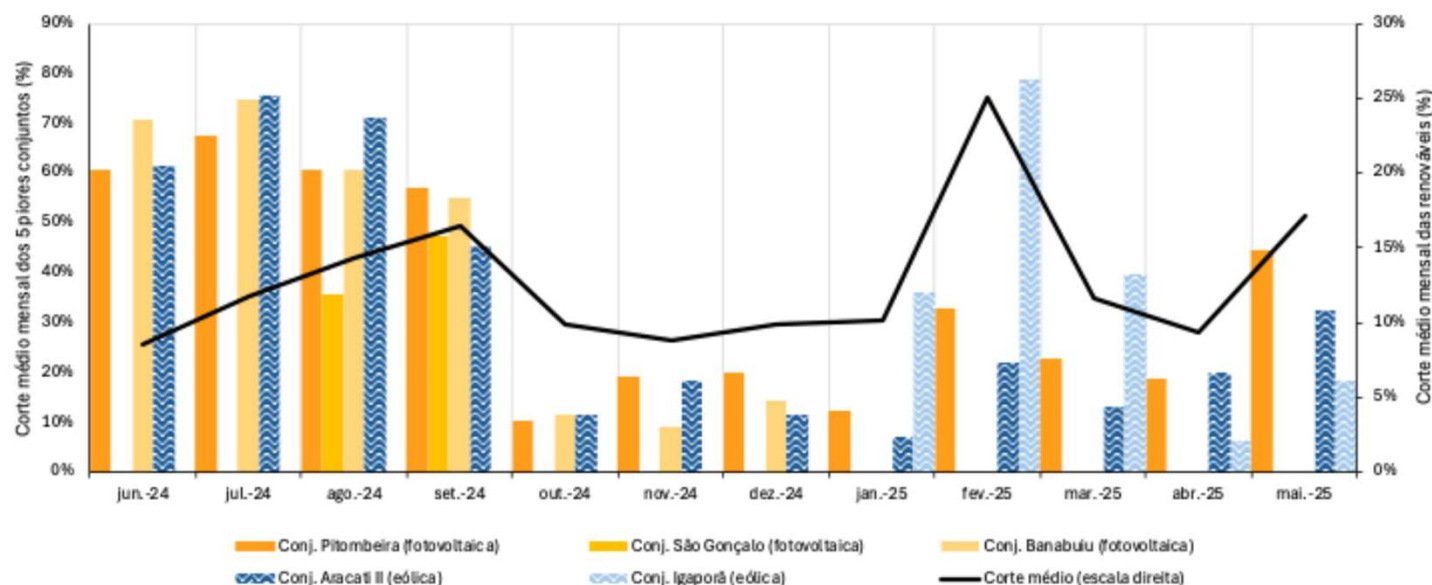


Fonte: ONS – PEN 2025.

OS SINTOMAS

3. Deslocamento hidráulico e cortes de geração (*curtailment*)

CONJUNTOS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR QUE SOFRERAM OS CORTES MAIS PROFUNDOS



Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

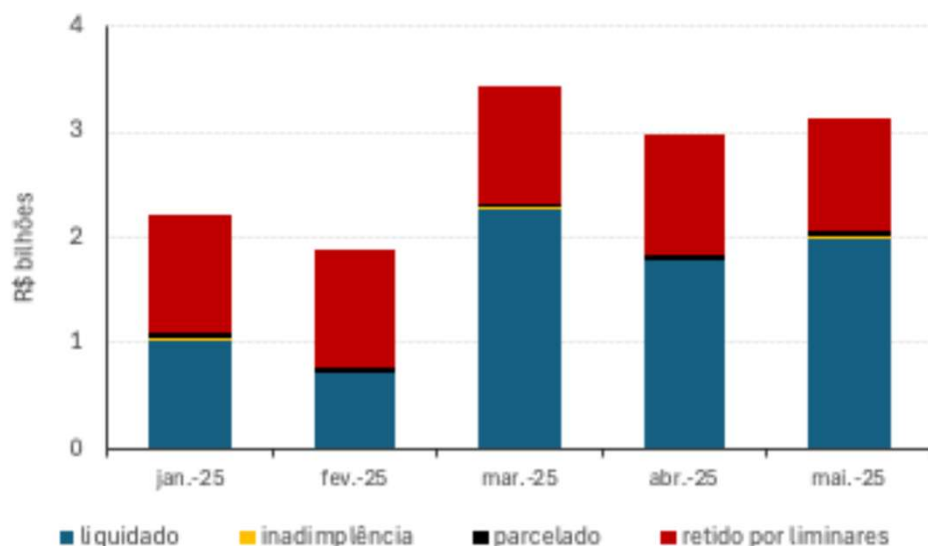
‘A POSTOS ^{mas não} OPERANTE’

- Empreendimentos recém inaugurados têm sido impedidos de produzir
- Cortes de mais de 50% da produção potencial no mês têm sido frequentes
- A situação ameaça a viabilidade econômico-financeira de projetos

OS SINTOMAS

4. Intervencionismo governamental e judicialização

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA DO MERCADO DE CURTO PRAZO



Fonte: CCEE.

DESGOVERNANÇA INSTITUCIONAL

- No Painel 1 deste evento discutiu-se o **intervencionismo governamental no atual contexto de desgovernança institucional**
- Este voluntarismo governamental corrobora para uma crescente judicialização do setor que **desestabiliza o mercado e eleva a incerteza**

‘ATÉ O PASSADO É INCERTO’

- Entre janeiro e maio deste ano, **41% das transações** no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica **não foram liquidadas** devido a liminares barrando o rateio do risco hidrológico
- São **R\$ 5,56 bilhões** acumulados neste ano que não foram liquidadas devido a 30 liminares impetradas contra a União, a Aneel ou a CCEE.
- MP 1.300 prevê mecanismo concorrencial** para liquidar os valores pendentes via **prorrogação de concessões hidrelétricas**

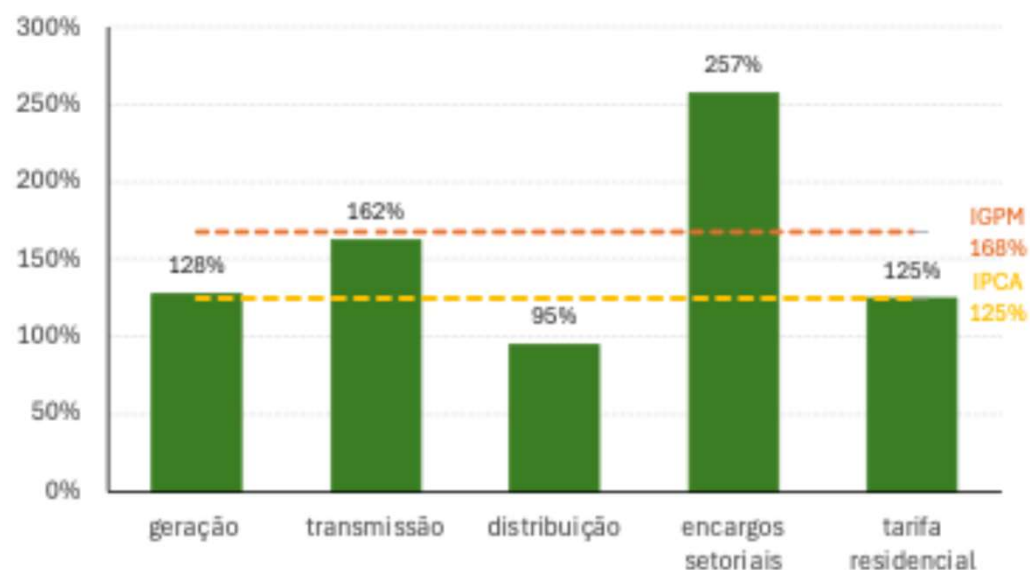
5. Encargos crescentes

CRESCIMENTO SEM FIM

Os ‘**encargos setoriais**’ são o componente da tarifa de energia elétrica que mais subiu nos últimos 15 anos:

- Os **encargos subiram 257%**, mais que o dobro da inflação medida pelo IPCA
- A **tarifa residencial manteve-se constante** em termos reais (elevação em linha com IPCA)
- Resultado obtido graças à **redução da parcela de custos de distribuição** que tiveram um reajuste inferior à inflação geral

REAJUSTE PERCENTUAL DE CADA COMPONENTE DA TARIFA RESIDENCIAL ENTRE 2010 E 2024



Fonte: Aneel – Info Tarifa 2025

AMARGURAS DO PODER CENTRALIZADO



INTERVENCIÓNISMO GOVERNAMENTAL

Poder centralizado, sujeito a *lobbies*, que acaba beneficiando grupos às custas do interesse público

DISTORÇÕES, SUBSÍDIOS CRUZADOS

Subsídios cruzados e reservas de mercado proliferam, distorcendo e comprometendo a eficiência

GESTÃO DE RISCO DEFICIENTE

Gestão prejudicada por uma regulamentação rígida e restritiva, e por uma estrutura de incentivos deturpada

SOCIALIZAÇÃO DE CUSTOS VIA ENCARGOS

Erros do planejamento centralizado não podem ser atribuídos aos agentes, de forma que seus custos acabam sendo socializados entre todos os consumidores

PROBLEMA

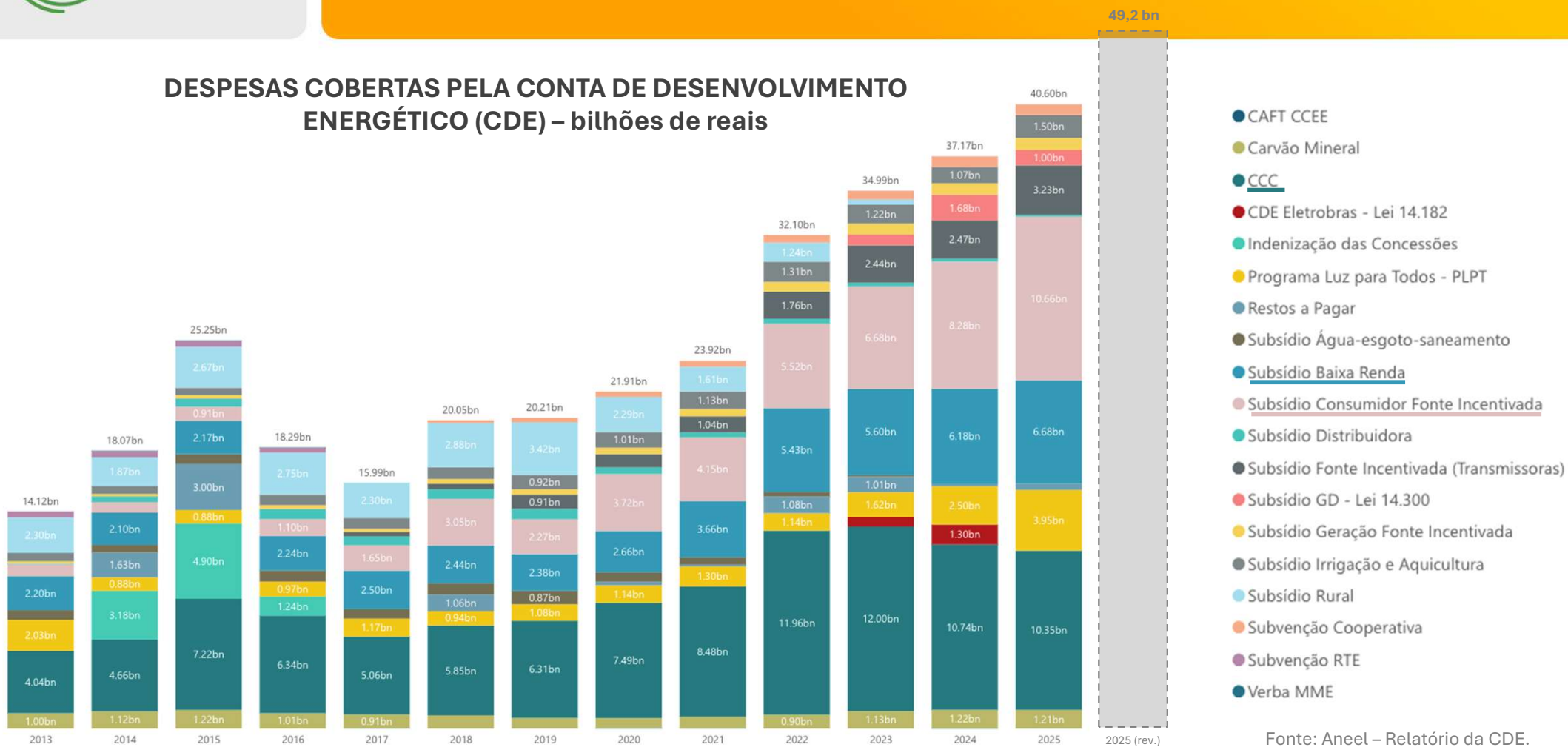
DIAGNÓSTICO

RESOLUÇÃO

CRESCIMENTO DOS ENCARGOS

Encargos impulsionados pelos subsídios contidos na CDE

DESPESAS COBERTAS PELA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO (CDE) – bilhões de reais



Fonte: Aneel – Relatório da CDE.

PROBLEMA

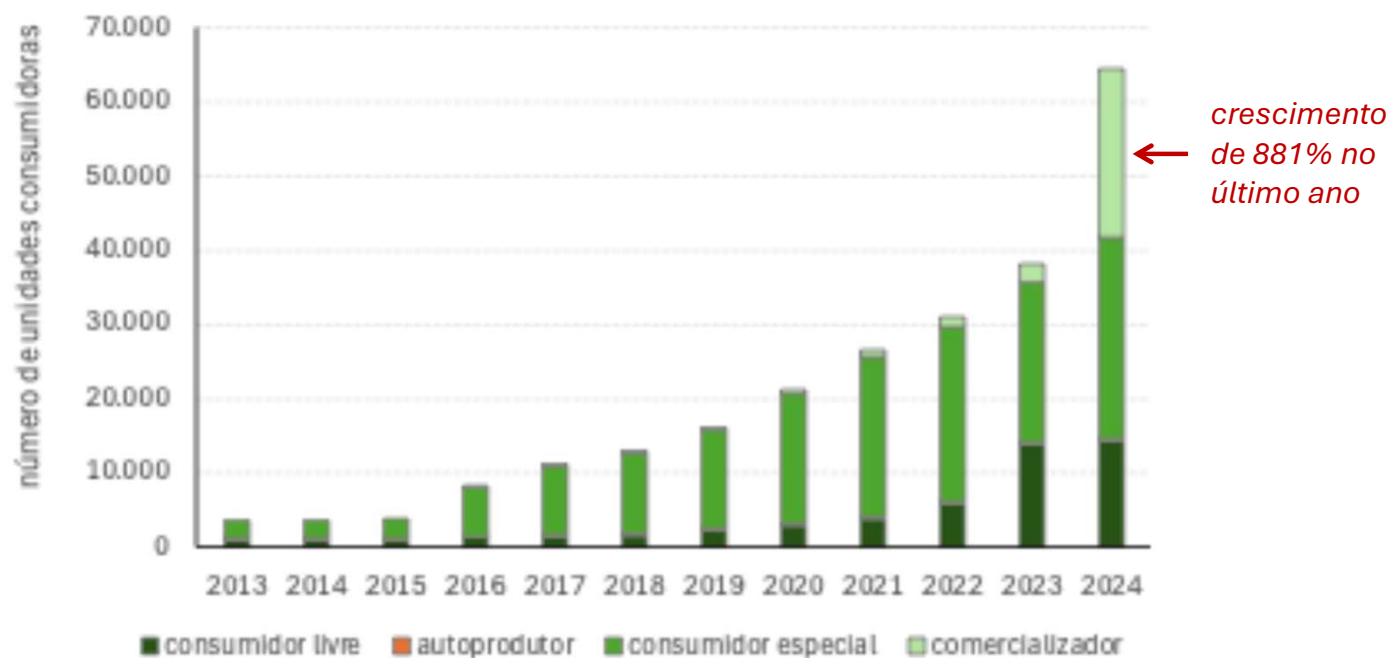
DIAGNÓSTICO

RESOLUÇÃO

TODOS QUEREM SER LIVRES...

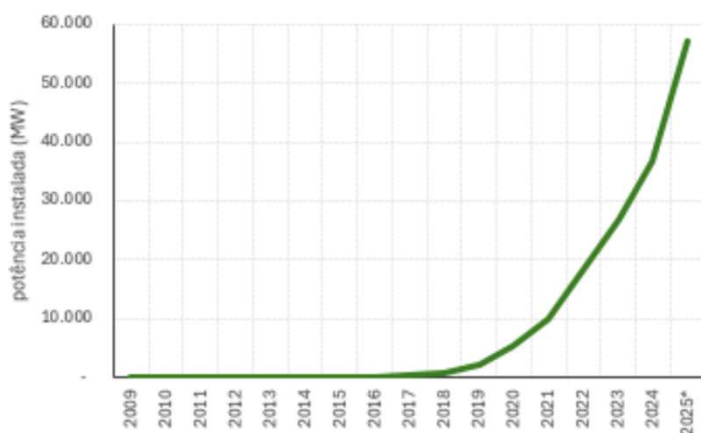
- ... de encargos
- ... de contratações compulsórias
- ... de decisões tomadas por terceiros

O número de unidades consumidoras atendidas no mercado livre aumentou **1600%** na última década

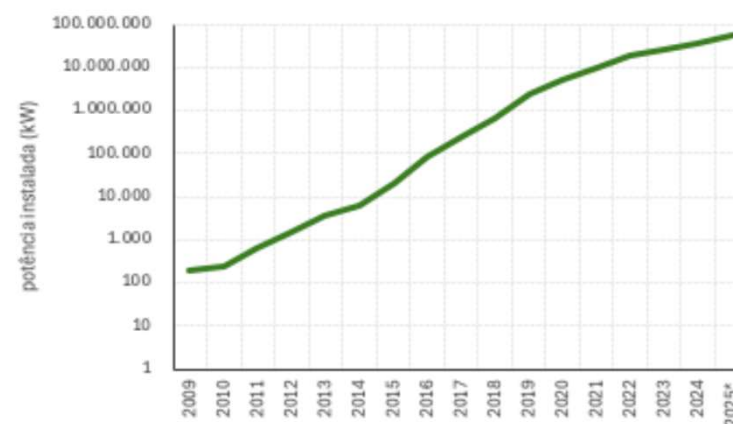


Fonte: CCEE – Balanço 2024 – consumo e geração.

MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD)



*Obs.: extrapolação do crescimento até o final do ano



Fonte: Aneel – Geração Distribuída.

- Em 2025, a capacidade instalada de MMGD deve superar **mais de 50 GW**
- Redução da taxa de crescimento, possivelmente em função da redução dos **subsídios cruzados embutidos no SCEE**: compensação da energia, do transporte (transmissão e distribuição) e dos encargos
- A **MMGD cresce exponencialmente**, sendo a **fonte de geração que mais cresce**
- A **principal fonte da MMGD é fotovoltaica** – a geração solar responde por mais de 99% das instalações de MMGD (fonte intermitente e não controlável pelo ONS)

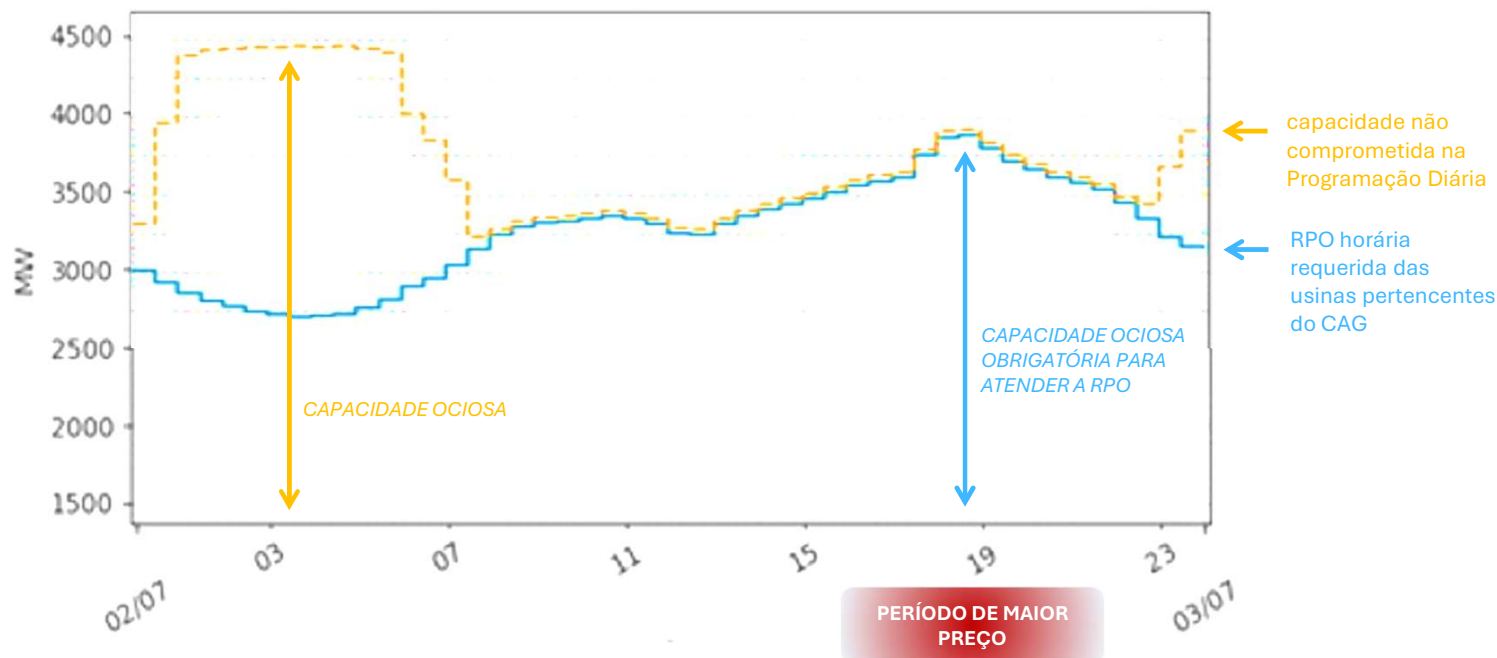
DESINCENTIVO

O custo de oportunidade das usinas pertencentes ao CAG (1 DE 2)

FICANDO DE FORA

As usinas pertencentes ao Controle Automático da Geração (CAG) **deixam de comercializar energia nos horários mais valiosos** para atender à **Reserva de Potência Operativa (RPO)**

CAPACIDADE OCIOSA DAS USINAS DO CAG APÓS A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA



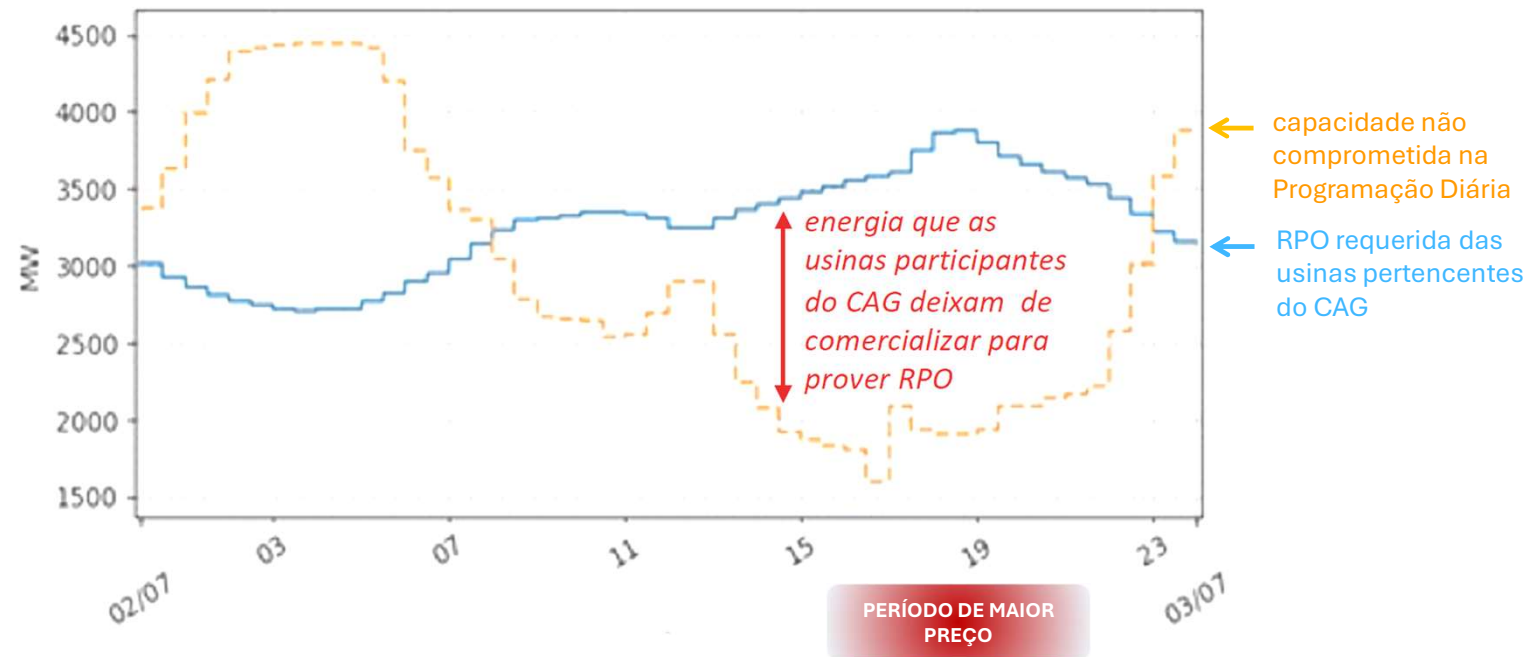
DESINCENTIVO

O custo de oportunidade das usinas pertencentes ao CAG (2 DE 2)

AH, SE EU PUDESSE...

Se não houvesse o compromisso de preservar capacidade para a RPO, as usinas pertencentes ao CAG **comercializariam mais energia nos períodos mais valiosos**

CAPACIDADE OCIOSA APÓS A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA SE NÃO HOUVESSE A RPO



SINTOMAS

- Intervencionismo governamental e judicialização
- Critérios de garantia de suprimento não atendidos
- Invasão da reserva operativa
- Encargos crescentes
- Deslocamento hidrelétrico e cortes de geração (*curtailment*)



ANÁLISE

- Expansão não atende aos requisitos do sistema
- Crescimento desenfreado de subsídios cruzados e reservas de mercado
- Descentralização crescente
- Incentivos distorcidos



DIAGNÓSTICO

*“Os **problemas** associados ao uso de **mecanismos de contratação de capacidade** para estimular o investimento surgem de **nossas limitações em prever o desempenho efetivo dos ativos contratados**. Se soubéssemos como garantir a entrega efetiva de geração com anos de antecedência em leilões de capacidade, não precisaríamos organizar **mercados para gerenciar as condições complexas que surgem na operação em tempo real.**” (*)*

-Dr. Hogan*



(*): “Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation” – Current Sustainable/Renewable Energy Reports (2022) 9:15–26

O QUE FAZER?

- No Brasil, a abordagem para lidar com a inadequação da oferta tem sido a **definição mais específica dos requisitos**
- Seria este o caminho mais promissor para mitigar os nossos problemas?

‘MIND THE GAP’

- Ocorrem muitas **mudanças** entre o momento do **planejamento** da expansão e a programação da **operação**
- O sucesso da operação elétrica depende muito da capacidade de **adaptação e gestão** do sistema às condições vigentes
- É preciso prover uma **estrutura de incentivos** para que os agentes procurem se adequar às novas condições ao longo do tempo



*“...quando as **consequências das decisões de investimento são sentidas no mercado de forma muito defasada** e os **custos são socializados**, o sistema torna-se uma **máquina de produção de ativos encalhados** (stranded assets) [cujos custos são recuperados por meio de encargos].”*

É PRECISO FOMENTAR O APRENDIZADO E A ADAPTAÇÃO

- Tipicamente pensamos o planejamento e a operação como um **jogo de duas etapas**, mas na realidade **há muitas etapas intermediárias** em que decisões podem ser ajustadas



*“**O futuro é incerto.** Os efeitos marginais futuros [da tomada de decisões] variam substancialmente nos diferentes cenários possíveis. O tratamento da incerteza é especialmente desafiador em horizontes longos, pois a sua resolução sequencial proporciona a **oportunidade para tomar decisões, aprender [com os resultados] e ajustar as decisões futuras.**”*



‘O QUE IMPORTA É O AQUI E O AGORA’

- Para promover uma operação eficiente é necessário **prover uma sinalização de preços** que alinhe as decisões dos agentes de mercado com os objetivos de operação: minimização dos custos levando em conta as restrições operativas
- Isto se consegue com o **aprimoramento do mercado de curto prazo**

*“ [...] em mercados concorrenciais, operando sob princípios de livre acesso e não discriminatórios, a **concepção de mercados precisa começar pelo mercado em tempo real e ser trabalhado de trás para frente.***

[...]

*Em um mercado em que os participantes têm liberdade de decisão, **os preços mais importantes são os do mercado de tempo real, pois são eles que orientam as decisões operacionais e refletem o estado real do sistema,** sendo, portanto, essenciais para a eficiência.”*

A importância do mercado de curto prazo

SÓ SE VENDE SEGURO PARA QUEM TEM CONSCIÊNCIA DO RISCO

- A **contratação de longo prazo é vital para um setor capital intensivo** como o setor elétrico
- A percepção de **risco é que fomenta os agentes a realizar contratação** de longo prazo
- Precisamos **aprimorar a precificação** do mercado de curto prazo para melhor refletir as condições vigentes – inclusive o custo da escassez



*“...não tem havido volatilidade de preços suficiente para eliminar o problema do ‘dinheiro faltante’, de modo que as receitas derivadas do mercado de energia elétrica não têm sido suficientes **para sustentar o nível de investimentos requerido.**”*

INTERNALIZANDO AS EXTERNALIDADES

- Um dos problemas dos mercados de energia é a **confiabilidade** – um **bem público** desfrutado por todos, mas que frequentemente é sub-remunerado ou pago por apenas alguns usuários do sistema



*“Quando a carga atinge a capacidade de geração, sempre há um **componente adicional de preço que reflete a escassez [...]** que equilibra a oferta e a demanda.*

*[...] Aprimoramentos de mercado para melhorar a precificação da escassez têm avançado lentamente, sendo uma das melhores iniciativas à adoção da **Curva de Demanda por Reservas Operativas** (Operational Reserve Demand Curve - ORDC), no sistema ERCOT do Texas em 2014. A ideia central é **reconhecer o valor marginal esperado das reserva de potência operativa** — calculado por meio dessa curva de demanda — **e incorporar** esse custo de escassez implícito **na formação do preço** de liquidação no mercado de energia. A implementação completa incluiria a cootimização na programação do despacho por mérito.”*

RECOMENDAÇÕES



PROBLEMA

**Aprimorar a
alocação de riscos e
proporcionar maior
autonomia aos
agentes para gerir
estes riscos**

DIAGNÓSTICO

**Precificar melhor o
suprimento de
energia de forma a
refletir as condições
vigentes, levando em
conta todas as
restrições**

**Aprimorar a
contratação de
longo prazo para
melhor atender aos
requisitos do
sistema**

RESOLUÇÃO

INCORPORAR A 'CURVA DE DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA'

- A Curva de Demanda por Reserva Operativa busca **eleva** a **remuneração pela provisão de energia para atendimento dos desvios da carga líquida** em relação ao programado no dia anterior
- A elevação da remuneração ocorre por meio de um **aditivo ao preço do Mercado em Tempo Real**
- O aditivo de preço é **balizado**:
 - pela **probabilidade de perda de carga** (probabilidade de déficit)
 - pelo **valor da perda de carga** (custo de déficit)

$$preço_{aditivo} = \begin{cases} \text{se } RG \geq RPO & (CdD - PLD) \cdot Prob_{Deficit}(RG - RPO) \\ \text{se } RG < RPO & (CdD - PLD) \end{cases}$$

RG : reserva girante

RPO : Reserva de Potência Operativa (valor mínimo definido pelo ONS)

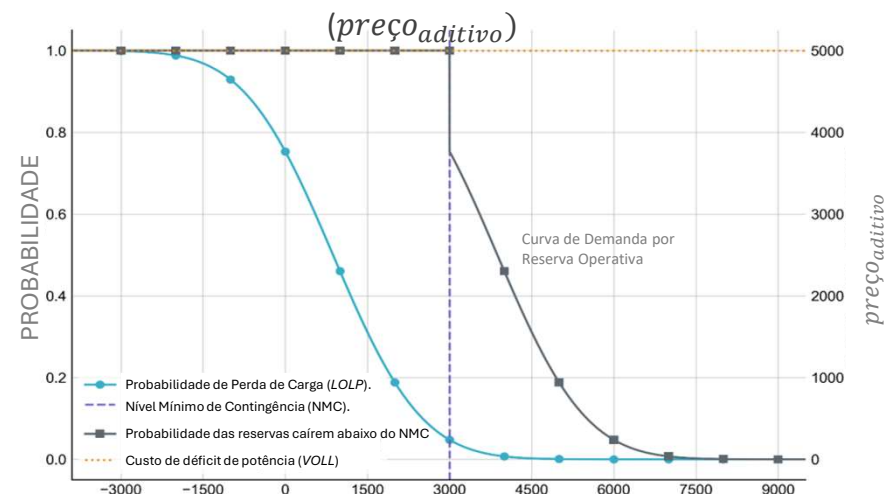
CdD : custo de déficit

PLD : preço de Liquidação de Diferenças do Mercado de Curto Prazo

$Prob_{Deficit}(\cdot)$: probabilidade de ocorrência de déficit dado o nível de reserva girante

CURVA DE DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA

Real-time On-line Reserve Price Adder – RTORPA



Fonte: ERCOT (2022) – Report on the Operating Reserve Demand Curve.

ADOTAR A 'COMPENSAÇÃO DUPLA' NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Para melhorar a formação de preços é necessário:

- precificar as incertezas que originam custos
- remunerar a flexibilidade operativa dos recursos que viabilizam o atendimento das contingências

Promover uma **alocação melhor dos custos, dos benefícios e dos riscos** entre os agentes

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DUPLA



O **Sistema de Dupla Compensação** consiste de dois mercados encadeados sequencialmente para refletir a programação e o ajuste da operação do sistema:

1. No **Mercado D-1** define-se a programação para o dia seguinte com base na ordem de mérito econômico com ajustes para contemplar restrições elétricas
2. Na **Primeira Compensação** se faz a contabilização dos valores a serem pagos com base nas quantidades e preços estabelecidos no Mercado D-1
3. No **Mercado em Tempo Real** realizam-se os ajustes para compensar os desvios da operação programada
4. Na **Segunda Compensação** se faz a contabilização dos valores a serem pagos aos agentes que ajustaram sua produção (ou consumo) para acomodar as desvios da programação estabelecida no Mercado em Tempo Real
5. Por fim se realiza a **Liquidação** em que se efetuam os pagamentos dos valores contabilizados nas duas Compensações

PRESCRIÇÃO

Para aprimorar a contratação de longo prazo

PARA ATENDER AOS REQUISITOS DO SISTEMA...

- Uma das formas de aprimorar a contratação de longo prazo seria com uma melhor **delimitação dos produtos** a serem contratados
- Com a definição de produtos mais precisa é possível atender melhor aos **requisitos do sistema**

PORÉM...

- Cada fonte produz conjuntamente uma **combinação dos diversos produtos**
- Não é possível isolar o custo marginal de produção de cada produto
- A viabilização do empreendimento depende da **valoração do conjunto de seus produtos**
- Neste contexto, o **valor** dos produtos é dado pela **escassez relativa** dos produtos demandados

***Há interdependências
(complementariedades) na produção
dos diversos produtos***

LOGO...

- Dada a presença de **complementariedades** entre os produtos, a sua contratação precisa ser feita de **forma simultânea**
- Isso requer a adoção de um **leilão combinatório** :
 1. que possa proporcionar processo de **descoberta de preços**
 2. com ‘regras de atividade’ que promovam uma **convergência tempestiva** em direção ao equilíbrio
 3. com ‘regras de pagamentos’ que proporcionem incentivos inequívocos para promover a **concorrência e modicidade** para o consumidor

SOLUÇÃO: LEILÃO DE RELÓGIO COMBINATÓRIO



WILLIAM HOGAN

PROFESSOR EMÉRITO NA UNIVERSIDADE HARVARD

O Professor Hogan é especialista em política e economia de energia, com destaque para seu trabalho na concepção e melhoria de mercados de eletricidade competitivos nos EUA e outros países.

Foi Diretor de Pesquisa do Harvard Electricity Policy Group e ocupou cargos de liderança na Harvard Kennedy School, além de ter fundado o Energy Modeling Forum na Universidade Stanford.

É ex-presidente da International Association for Energy Economics, graduado pela Academia da Força Aérea dos EUA e doutor pela UCLA. Sua atuação inclui o desenvolvimento de estruturas e regras de mercado para energia, serviços auxiliares e transmissão.



KEYNOTE SPEAKER

PAINEL 2 - DESCENTRALIZAÇÃO: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA

DEBATEDORA

CAMILLA FERNANDES

Diretora da Abrage

Engenheira mecânica pela UnB, com mestrado na mesma área, e especialista em Gestão Pública pela ENAP.

Possui mais de 21 anos de experiência no setor elétrico, com passagens por ANEEL, MME, Eletrobras Eletronorte e, mais recentemente, como Diretora de Comercialização de Energia na ENBPar.

Tem formações complementares em regulação e governança e também atua como professora convidada em cursos de pós-graduação no setor.



DEBATEDOR**ERIK RÊGO****Professor de Mercados de Energia
da Escola Politécnica da USP**

Professor associado da Escola Politécnica da USP, fundador e vice coordenador do Centro de Transição Energética da USP, é engenheiro de produção, economista, mestre e doutor em energia, e livre docente em engenharia de produção, todos pela USP.

Tem experiência de mais de 20 anos no mercado de energia, com passagens pelo setor financeiro (B3 e banco BV) e consultorias, além de ter sido Diretor de Estudos de Energia Elétrica da EPE.

Atualmente é membro do Conselho Estadual de Política Energética (CEPE) e já foi membro do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

**PAINEL 2 - DESCENTRALIZAÇÃO: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA**

DEBATEDORA

PRISCILA LINO

**Diretora de Assuntos Regulatórios
e Mercado na Auren Energia**

Desde 2022 é Diretora de Assuntos Regulatórios e Mercado na Auren Energia.

Com experiência de quase 25 anos no setor elétrico, teve passagens pela PSR e Elera Renováveis.

É formada em Matemática com mestrado em Pesquisa Operacional, ambos pela UFRJ, além de MBA em Finanças Corporativas pela PUC/RJ.



PAINEL 2 - DESCENTRALIZAÇÃO: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA

DEBATEDOR

RODRIGO SACCHI

Gerente Executivo da CCEE

Formado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos da USP em 2001. Mestre (2004) e Doutor (2009) em Planejamento Energético na própria EESC/USP.

Foi pesquisador-visitante na University of Florida (UF), em 2006, e na University of California at Los Angeles (UCLA), em 2007, ambas nos Estados Unidos. Com mais de 15 anos de experiência profissional, trabalhou no Grupo CPFL e na Brookfield Energia Renovável.

Desde 2019, é gerente-executivo de preços, modelos e estudos energéticos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Também é professor em programas de pós-graduação da USP e da UTFPR na área de energia.

**PAINEL 2 - DESCENTRALIZAÇÃO: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA**



Realização



Patrocinadores

OURO



PRATA



BRONZE



Programação

09:00	Abertura: Claudio J. D. Sales (Instituto Acende Brasil)
PAINEL I	RESGATE DA GOVERNANÇA INSTITUCIONAL
09:15 – 09:40	Contexto e Questões para Debate: Eduardo Müller Monteiro (Instituto Acende Brasil)
09:40 – 10:25	<i>Keynote Speaker</i> – Caio Junqueira (Analista Político e Repórter na CNN Brasil)
10:25 – 10:40	<i>Q&A Session</i>
10:40 – 11:10	Intervalo
11:10 – 12:30	Painel de Debate: – Gustavo Estrella (CEO da CPFL Energia) – Marcio Fortes (Ex-Deputado Federal) – Paulo Pedrosa (Presidente da Abrace) – Silvio Cascione (Diretor da Eurasia Group) – Eduardo Müller Monteiro (Moderador, Instituto Acende Brasil)
PAINEL II	DESCENTRALIZAÇÃO: COORDENAÇÃO E CONCORRÊNCIA
14:00 – 14:25	Contexto e Questões para Debate: Richard Hochstetler (Instituto Acende Brasil)
14:25 – 15:10	<i>Keynote Speaker</i> – William Hogan (Professor Emérito na Universidade Harvard)
15:10 – 15:25	<i>Q&A Session</i>
15:25 – 15:55	Intervalo
15:55 – 17:15	Painel de Debate: – Camilla Fernandes (Diretora na Abrage) – Erik Rêgo (Professor de Mercados de Energia da Escola Politécnica da USP) – Priscila Lino (Diretora Executiva de Assuntos Regulatórios e Mercado da Auren) – Rodrigo Sacchi (Gerente Executivo da CCEE) – Claudio J. D. Sales (Moderador, Instituto Acende Brasil)
17:15 – 17:20	Encerramento