

#28
ANO 2025

UMA PUBLICAÇÃO DO INSTITUTO ACENDE BRASIL

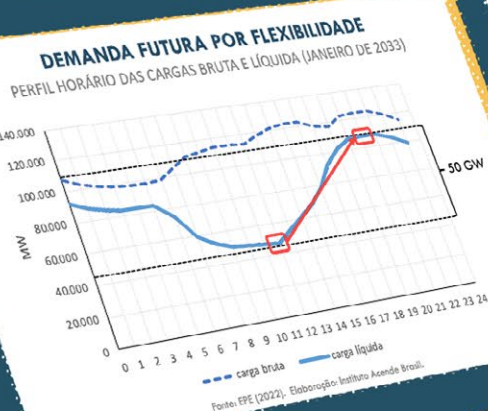
energia

Instituto
acende Brasil
O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

A crescente participação de fontes não controláveis (eólicas e solares) na matriz elétrica brasileira representa um importante desafio para o setor: a flexibilidade operativa tem se tornado cada vez mais escassa. A falta de flexibilidade torna a operação do sistema elétrico brasileiro cada vez mais difícil, com consequências que precisam ser debatidas.

Com esse foco, o Instituto Acende Brasil realizou, em 13 de novembro de 2024, em Brasília, o seminário Flexibilidade Operativa, no qual foram apresentados os resultados de um projeto de pesquisa e desenvolvimento patrocinado pela CTG Brasil.



MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Sara Boro
(CTG Brasil)
Págs.: 3 a 6

FLEXIBILIDADE: CONTEXTO E CONCEITOS

Eduardo Müller Monteiro
(Instituto Acende Brasil)
Págs.: 7 a 10

MODELAGEM DE CURTO E LONGO PRAZO

Prof. Dr. Secundino
Soares Filho
Págs.: 11 a 14

SOLUÇÕES: MECANISMOS DE MERCADO

Richard Hochstetler
(Instituto Acende Brasil)
Págs.: 15 a 17

DEBATE

Págs.: 18 a 19



O Instituto Acende Brasil é um *think tank* (centro de estudos) voltado ao desenvolvimento de ações e projetos para aumentar o grau de **Transparência e Sustentabilidade** do Setor Elétrico Brasileiro.

Atuar como **Observatório do Setor Elétrico Brasileiro** significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo. Com base neste modelo, o Instituto foi consolidando progressivamente a análise dos principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões setoriais:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



OFERTA DE
ENERGIA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



RENTABILIDADE



LEILÕES



TARIFA E
REGULAÇÃO

Presidente:

Claudio J. D. Sales

Diretor Executivo:

Eduardo Müller Monteiro

Diretor de Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade:

Alexandre Uhlig

Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios:

Richard Lee Hochstetler

Pesquisa e Desenvolvimento:

Patrícia Guardabassi

Engenheiro:

Joaci Lima Oliveira

Engenheiro:

João Cho

Economista:

Fabrizio Lóes

Comunicação:

Melissa Oliveira

Assuntos Administrativos:

Eliana Marcon

São Paulo

Rua Joaquim Floriano, 466 Edifício Corporate, conj. 501

CEP 04534-004, Itaim Bibi – São Paulo, SP, Brasil

Telefone: +55 (11) 3704-7733

Energia, uma publicação do Instituto Acende Brasil, aborda a sustentabilidade nas suas três dimensões: econômica, ambiental e social.

Versão impressa e online: www.acendebrazil.com.br/boletim

Texto: **Thereza Martins / MTB: 12.347**

Projeto gráfico: **Gabriel Gonçalves**

O Instituto Acende Brasil reuniu, no dia 13 de novembro de 2024, diversos especialistas para o seminário **“Flexibilidade operativa: desafios e recomendações”**. Trata-se de um tema de alta relevância para as empresas do setor elétrico, o setor produtivo e os demais consumidores de energia elétrica brasileiros.

Com a crescente participação de fontes não controláveis (parques eólicos e solares) na matriz elétrica, a flexibilidade operativa tem se tornado cada vez mais escassa nos sistemas elétricos ao redor do globo.

É relevante destacar que ‘flexibilidade operativa’ deve ser entendida como a disponibilidade de recursos sob o controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que estejam aptos a ajustar a produção em tempo hábil para equilibrar o suprimento de energia elétrica.



A falta de flexibilidade torna a operação do sistema cada vez mais difícil, o que tende a resultar em crescente volatilidade de preços, restrição da geração das fontes eólica e solar (curtailment), ocorrência de vertimentos turbináveis nas hidrelétricas e risco de déficits momentâneos de eletricidade.

Portanto, torna-se cada vez mais evidente a necessidade de estruturar o mercado de energia para assegurar a adequação da provisão de flexibilidade operativa. Com este objetivo em mente, o Instituto Acende Brasil apresentou no seminário “Flexibilidade Operativa” os resultados de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) patrocinado pela CTG Brasil que propõe mecanismos de mercado para promover a provisão de flexibilidade operativa.

As propostas abrangem tanto os mecanismos de mercado para contratação de longo prazo para coordenar a expansão do parque gerador (como os leilões de lastro e energia e os leilões de reserva de capacidade) quanto os mecanismos de mercado de curto prazo que visam a aprimorar a formação de preços e a remuneração de serviços ancilares. Também foram abordados aspectos das políticas públicas que restringem a flexibilidade operativa, como a governança dos recursos hídricos.

A fim de debater esse tema, o Instituto Acende Brasil convidou profissionais do setor. A todos eles, agradecemos por suas contribuições. Nas próximas páginas, trazemos um breve resumo do que foi apresentado e debatido.

Boa leitura!

Claudio J.D. Sales

Presidente do Instituto Acende Brasil

O vídeo completo e todas as apresentações feitas no seminário “Flexibilidade Operativa: Desafios e Recomendações” estão disponíveis nas páginas acendebrazil.com.br/video/ e acendebrazil.com.br/eventos/



APRESENTAÇÃO DO PAINEL 1

MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Em sua análise, Sara Boro, gerente de regulação da CTG Brasil, adotou como referência estudos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ou seja, visões oficiais a respeito do tema central proposto pelo seminário.

Os sistemas elétricos globais têm hoje uma nova feição. Historicamente, as incertezas e variabilidades percebidas nos sistemas elétricos estiveram atribuídas ao lado da demanda.

Pelo lado da oferta, havia as fontes convencionais, com perfil flexível, como termelétricas e hidrelétricas, que conseguiam prover o pleno atendimento ao requisito por flexibilidade.

As mudanças em curso no cenário energético global apontam para incertezas crescendo dos dois lados: pela oferta, com a presença massiva e crescente de fontes renováveis intermitentes, e pela demanda, com a eletrificação de diversos setores, como o de transportes.

Diversos sistemas elétricos pelo mundo vêm enfrentando essa mudança de cenário, alguns há mais de uma década, e em velocidades e profundidades distintas, mas o que todos têm em comum é a crescente escassez de flexibilidade operacional.

Barreiras regulatórias, subsídios, custo de novas tecnologias e políticas públicas constituem o terreno sobre

o qual as possíveis soluções estão sendo construídas. Dentro desse contexto, este projeto de que estamos tratando apresenta, para o caso brasileiro, os seguintes resultados:

- diagnóstico preciso da problemática em torno da escassez do requisito de flexibilidade;
- soluções para mitigar a crescente escassez de flexibilidade operacional; e
- propostas de modelagens regulatórias e operacionais que permitam ampliar a oferta de flexibilidade operacional.



No dia 6 de novembro de 2024, o tema do seminário entrou na pauta de uma reunião no Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), da qual participaram representantes de entidades setoriais, que demonstraram preocupação com a provisão de flexibilidade operativa.

Na reunião foi estabelecido um critério para determinação do requisito de flexibilidade operativa para o qual foi solicitado um estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

DILUIÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO

O cenário atual indica a diminuição da capacidade de armazenamento hidrelétrico. Não temos mais hidrelétricas de grande porte sendo construídas e, nos últimos anos, a expansão de capacidade hidrelétrica foi

composta quase que exclusivamente de hidrelétricas sem reservatórios de regularização, ou seja, hidrelétricas a fio d'água.

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

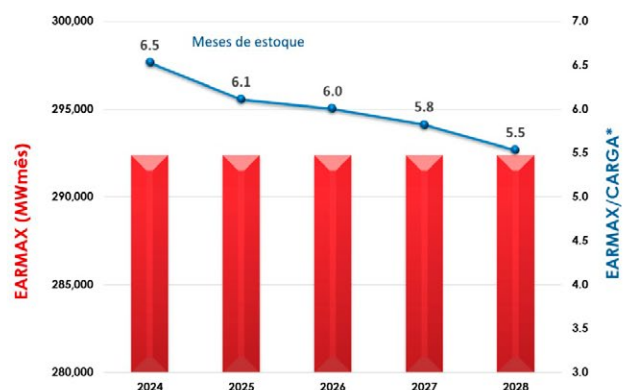
Diluição da capacidade de armazenamento hidrelétrico



EXPANSÃO HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA

- Nos últimos anos, a expansão de capacidade hidrelétrica foi composta quase que exclusivamente de **hidrelétricas sem reservatórios de regularização**
- A relação entre a **energia armazenável máxima (EArMax)** e a **carga líquida** após subtração da geração não controlável (fontes de biomassa, eólica e solar e PCHs) e de termelétrica inflexível **vem caindo continuamente**
- Daqui a quatro anos, a **capacidade de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos** será capaz de atender ao sistema por **5,5 meses**, em comparação com os atuais **6,5 meses**

REDUÇÃO DA REPRESENTATIVIDADE DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO



Fonte: ONS – PEN 2024.

A relação entre a energia armazenável máxima e a carga líquida após subtração da geração não controlável (fontes de biomassa, eólica e solar e pequenas centrais hidrelétricas – PCHs) e de termelétrica inflexível vem caindo continuamente. A previsão indica que, daqui a quatro anos, a capacidade de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos poderá atender ao sistema por 5,5 meses, em comparação com os atuais 6,5 meses.

No âmbito da flexibilidade operativa é relevante destacar, ainda, que o Brasil tem uma capacidade instalada elevada, mas o grau de inflexibilidade, ou seja, aquela geração que não se consegue controlar, é superior a 70%. Esse dado está presente no cenário de 2025 a 2028, que mostra que a inflexibilidade operativa está sempre acima de 70%.

E por que a operação do sistema está cada vez mais desafiadora? Isso acontece dada a inflexibilidade do parque gerador, resultante de:

- crescente participação de hidrelétricas a fio d'água, com capacidade de armazenamento restrita;
- restrições hídricas por diferentes motivos;
- inserção massiva de fontes não controláveis, como eólica e solar; e
- inserção de termelétricas inflexíveis (em função de suprimento com cláusulas “take-or-pay” e de restrições operativas).

Dessa forma, o que sobra de potência (ou de flexibilidade) para fazer frente a uma carga líquida tem ficado cada vez mais preocupante.

NECESSIDADE DE MODELAGEM MAIS PRECISA

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem apontado a necessidade de monitorar a provisão de flexibilidade operativa.



Estudos de planejamento da expansão apontam que a participação destas tecnologias renováveis variáveis irá crescer nos próximos anos e, conseqüentemente, a variabilidade na produção de energia também pode aumentar. Com isso, o monitoramento de mais uma dimensão na análise de adequação da expansão torna-se necessário: a flexibilidade operativa."

EPE, 2023 – Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN, p. 4

A mesma EPE reconhece que entre os entraves atuais para se avaliar a flexibilidade do sistema estão as limitações dos dados disponíveis e dos modelos computacionais:



(...) a coleta, organização e atualização desse conjunto de dados, bem como a modelagem individual das usinas nos modelos computacionais ainda são desafios enfrentados pelo planejador e operador do sistema."

(EPE, 2023, p. 9)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) também vem estudando como incorporar uma representação mais precisa das funções de produção para captar o efeito da alteração da queda líquida de hidrelétricas sobre a produtividade e, conseqüentemente, sobre a possibilidade de atendimento da ponta.

DEMANDA CRESCENTE POR FLEXIBILIDADE HORÁRIA

A elevada participação de geração não controlável (principalmente solar) no sistema altera o perfil horário da carga líquida e provoca o deslocamento da ponta e a introdução de rampas íngremes. A participação crescente de geração eólica e solar amplifica as rampas da carga líquida a serem atendidas pelas fontes flexíveis.

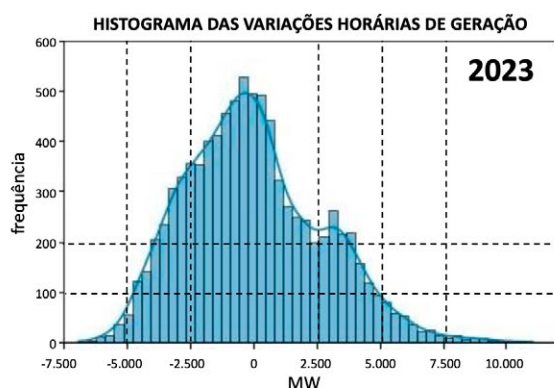
A respeito da amplitude da geração hidráulica diária, vale ressaltar que a faixa operativa na qual as hidrelétricas excursionam vem aumentando de forma expressiva desde 2022, evidenciando o crescente serviço prestado de regularização do desequilíbrio entre oferta e demanda.

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

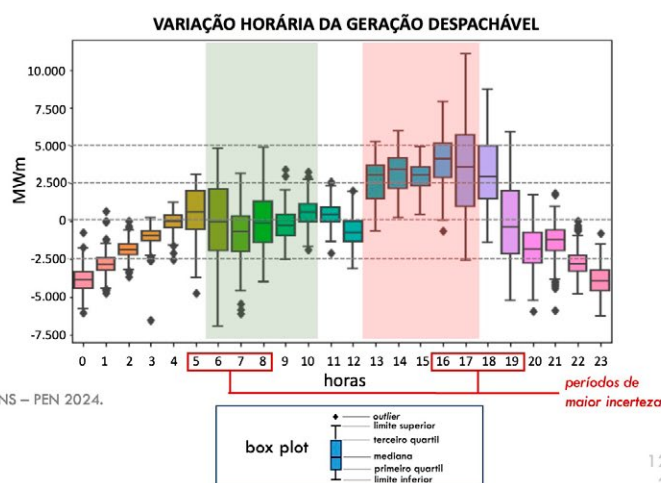
Demanda crescente por flexibilidade em tempo real



Há uma **necessidade crescente de capacidade de resposta rápida** para lidar com as variações aleatórias da carga líquida



Fonte: ONS – PEN 2024.



12
2

COMO AGREGAR FLEXIBILIDADE DE BAIXO CUSTO AO SISTEMA?

As hidrelétricas proporcionam ótima fonte de flexibilidade operativa, com ampla modulação, capacidade de resposta rápida e custo relativamente baixo de investimento.

A EPE mapeou o potencial de elevação da flexibilidade operativa advinda de hidrelétricas existentes por meio de instalação de novas unidades geradoras, repotenciação ou modernização (troca de unidades geradoras por unidades mais eficientes).

O estudo aponta a possibilidade de adição de unidades geradoras em 12 usinas que conjuntamente adicionariam 7,2 GW de potência ao sistema. O estudo aponta, ainda, a possibilidade de modernização de unidades geradoras existentes, o que poderia acrescentar 5,8 GW de potência ao sistema. É relevante destacar que para tudo isso acontecer é necessário haver uma regulamentação que favoreça o investimento a ser feito, uma vez que a regulamentação atual não favorece a oferta de flexibilidade.

Faltam incentivos econômicos para a ampliação da flexibilidade hidrelétrica. A realidade mostra que, embora haja possibilidade técnica de ampliação da flexibilidade hidrelétrica a baixo custo, empreendedores não são motivados a investir na provisão de flexibilidade, pois o custo é privado, mas o benefício é socializado. Isto porque, atualmente, a remuneração dos geradores hidrelétricos é dada, primordialmente, pela Garantia Física agregada ao sistema, havendo uma remuneração residual pela energia secundária e pelos serviços ancilares.

As hidrelétricas não são as únicas fontes que poderiam prover mais flexibilidade ao sistema. Outras tecnologias também podem desempenhar esse papel. Outro ponto importante a ressaltar é a necessidade de se promover a oferta de flexibilidade de forma concorrencial e tecnologicamente neutra. A adoção de mecanismos de mercado é o caminho mais promissor para atingir esse objetivo.



APRESENTAÇÃO DO PAINEL 2

FLEXIBILIDADE: CONTEXTO E CONCEITOS

O segundo painel do seminário “Flexibilidade Operativa: desafios e recomendações” foi conduzido por Eduardo Müller Monteiro, Diretor Executivo do Instituto Acende Brasil. Uma das propostas desse painel foi esclarecer conceitos e o contexto em que eles são aplicados.

Eduardo iniciou sua apresentação apontando que a flexibilidade envolve duas dimensões gerais: a velocidade (variação sazonal, horária ou instantânea) e a previsibilidade (programável ou não programável), conforme ilustrado abaixo:

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Formas de flexibilidade

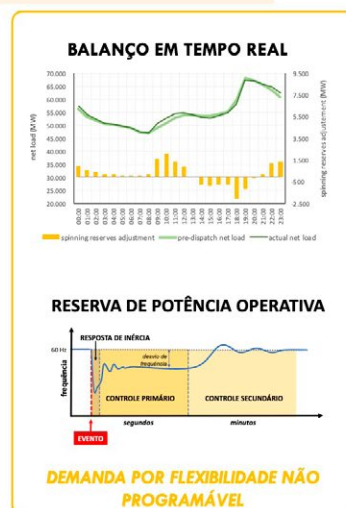
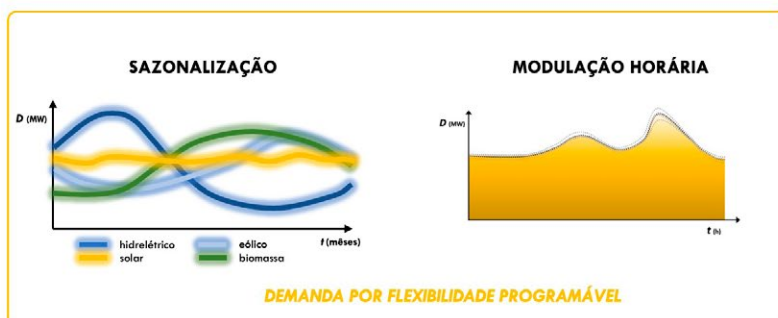
Reserva de Potência operativa: parcela de geração usada pelo ONS para controle de frequência a fim de compensar os seguintes desequilíbrios:

- 1) Erro de previsão de carga
- 2) Erro de previsão de geração intermitente
- 3) Contingências (perda de unidades)



A FLEXIBILIDADE ENVOLVE DUAS DIMENSÕES:

- velocidade (variação sazonal, horária ou instantânea)
- previsibilidade (programável ou não programável)



Controle Primário: Resposta imediata e autônoma das unidades geradoras sincronizadas (reguladores de velocidade).

Controle Secundário: Resposta de unidades controladas pelo CAG ou instruídas manualmente pelo ONS, e unidades de partida rápida

Outro conceito relevante a ser destacado é a reserva de potência operativa, que representa a parcela de geração usada pelo ONS para controle de frequência a fim de compensar os seguintes desequilíbrios:

- erro de previsão de carga;
- erro de previsão de geração intermitente; e
- contingências (perda de unidades).

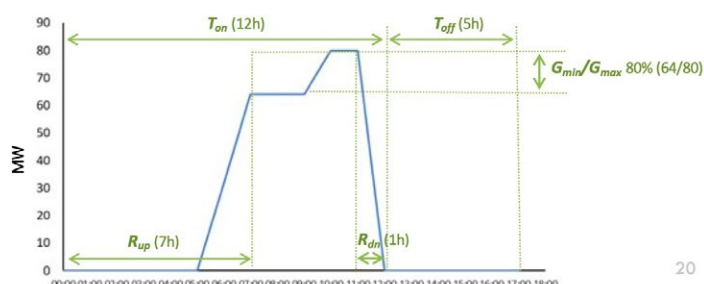
TECNOLOGIAS APTAS A PROVER FLEXIBILIDADE

Existem diferentes tecnologias para diferentes produtos. A aptidão de geradores para prover as diversas formas de flexibilidade depende das restrições operativas das tecnologias:

- tempo de rampa de acionamento (R_{up}) e de desligamento (R_{dn});
- tempo mínimo de permanência na condição ligado (T_{on}) e desligado (T_{off}); e
- relação entre a geração mínima e geração máxima (G_{min}/G_{max}).

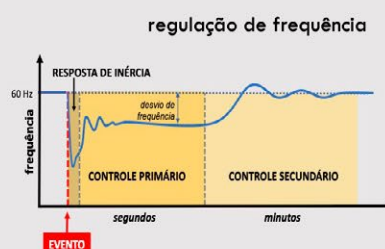
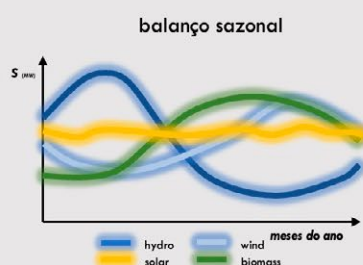
DIFERENTES PRODUTOS, DIFERENTES TECNOLOGIAS

- A **aptidão de geradores** para prover as diversas formas de flexibilidade depende de **restrições operativas** das tecnologias:
 - tempo de rampa de acionamento (R_{up}) e de desligamento (R_{dn})
 - tempo mínimo de permanência na condição ligado (T_{on}) e desligado (T_{off})
 - relação entre a geração mínima e geração máxima (G_{min}/G_{max}).
- Além de geradores, a flexibilidade pode ser provida por **tecnologias de armazenamento** e por **resposta da demanda**



20

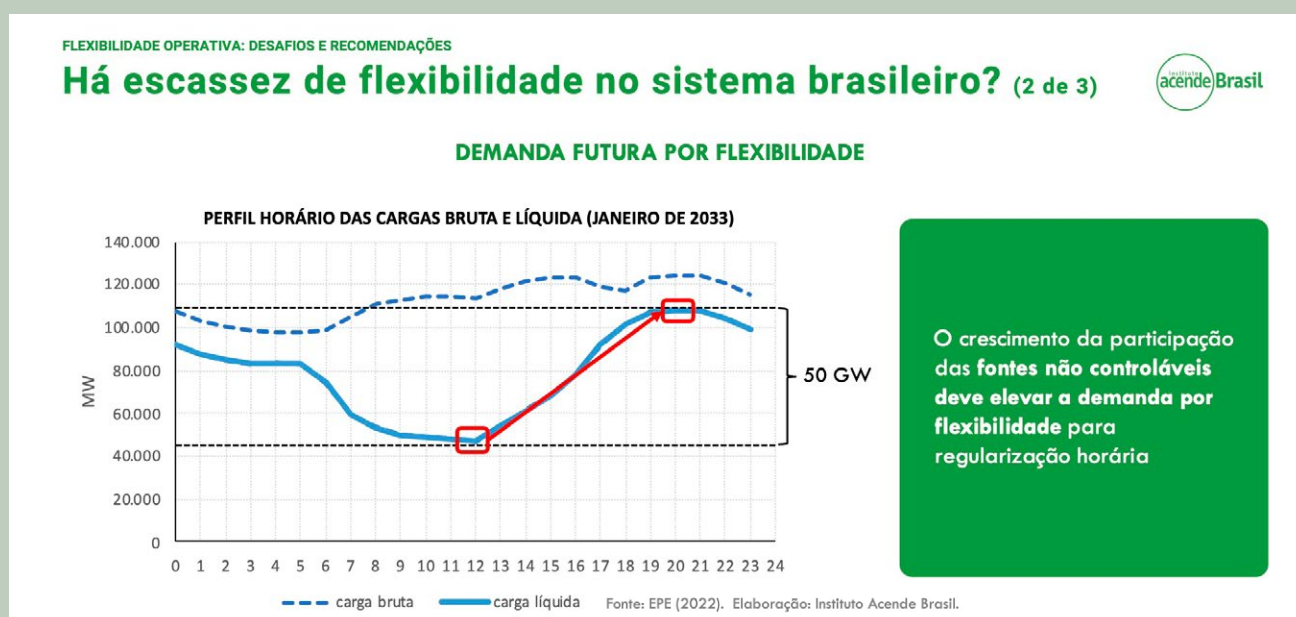
Algumas tecnologias podem prover diferentes formas de flexibilidade – como balanço sazonal, balanço horário e regulação de frequência –, e para o bom funcionamento do mercado é necessário que a remuneração de cada forma de flexibilidade cubra o seu custo de oportunidade na provisão de outros produtos ou formas de flexibilidade.



HÁ ESCASSEZ DE FLEXIBILIDADE NO SISTEMA BRASILEIRO?

DEMANDA POR FLEXIBILIDADE

A crescente participação de fontes de energia não controláveis, como eólica e solar, tem elevado rapidamente a necessidade de flexibilidade horária no sistema elétrico. Essa flexibilidade é essencial para ajustar a geração e acomodar variações na carga ao longo do dia. Parte dessa demanda é atendida pelas hidrelétricas, que também utilizam sua capacidade para lidar com a variabilidade hídrica e otimizar a produção.



A flexibilidade hidrelétrica desempenha papéis estratégicos como:

- compensar a geração em situações de vazões adversas;
- elevar os níveis de reservatórios a jusante para maximizar a eficiência de usinas com maior vazão; e
- minimizar os vertimentos, reduzindo desperdícios e otimizando o uso dos recursos hídricos.

FLEXIBILIDADE UTILIZADA PARA REGULARIZAÇÃO SAZONAL

Outro raciocínio a ser considerado é que no parque elétrico há geração de energia controlável e geração incontrolável. Observa-se, nesse contexto, que a produção das hidrelétricas com reservatórios de regularização e hidrelétricas a fio d'água a montante (geração controlável) é ajustada para compensar a variação sazonal das vazões incrementais não regularizadas que chegam às usinas a fio d'água (geração não controlável).

A operação das hidrelétricas no período seco exige ajustes para equilibrar a geração entre diferentes tipos de usinas e regiões. Hidrelétricas com reservatórios de regularização intensificam sua produção para compensar a queda das

vazões nas hidrelétricas a fio d'água, que enfrentam limitações pela baixa afluência e vazão mínima exigida. Exemplos de ajustes mostram como a modulação horária pode ser feita:

- aumentando a geração das hidrelétricas a fio d'água em horários de alta demanda e reduzindo a das hidrelétricas com reservatório; e

- compensando a redução ao longo do dia para manter as metas mensais de produção, com aumentos de geração em horários de menor demanda.

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

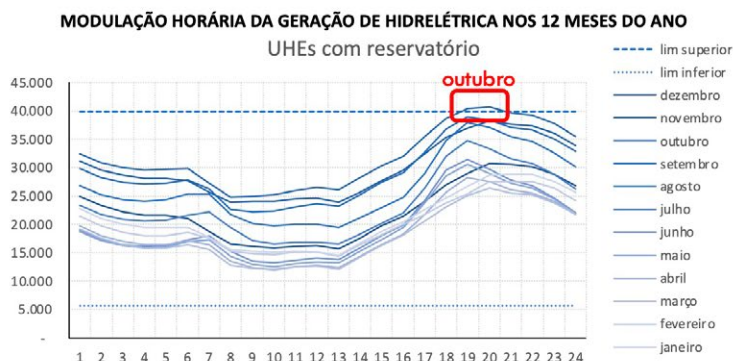
Efeito composto da regularização sazonal e horária (1 de 3)



OPERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS COM RESERVATÓRIO DE REGULARIZAÇÃO

- No período seco, as hidrelétricas com reservatórios de regularização intensificam a sua geração para compensar a queda de geração não controlável nas hidrelétricas a fio d'água
- O acompanhamento da carga horária é limitado pela potência instalada nos períodos de ponta da carga líquida

Exercício alocando a modulação entre as hidrelétricas na proporção de suas respectivas capacidades



28

FLEXIBILIDADE: CONTEXTO E PRINCIPAIS CONCEITOS

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Flexibilidade: Contexto e Conceitos



1. ESPAÇO PARA DIFERENTES PRODUTOS E DIFERENTES TECNOLOGIAS

- Restrições Operativas (rampas up/down, tempos on/off, Gmin/Gmax)
- Substitutibilidade e Custo de Oportunidade

2. O DESAFIO DO ATENDIMENTO DA CARGA LÍQUIDA

- Modulação Horária Requerida aumentará (40 GW atual para 50 GW em 2033)
- Capacidade de Modulação é limitada por outras demandas de flexibilidade
 - Geração Controlável e Não Controlável em cascata
 - Regularização Sazonal e Horária (Acompanhamento da Carga)
 - para UHE com reservatório (limite = potência instalada)
 - Para UHE a fio d'água (limite = geração mínima)

3. AJUSTES NA PROGRAMAÇÃO PARA VIABILIZAR MODULAÇÃO HORÁRIA

- Eliminação de violações
- Compensação para atender à carga horária
- Compensação para manter metas de produção mensal das UHE

4. AJUSTES NA PROGRAMAÇÃO PARA ACOMODAR DIVERSIDADE HIDRELÉTRICA

A Flexibilidade Operacional é:

- complexa;
- custosa; e
- crescentemente importante no cenário de expansão vislumbrado.

Portanto, a Flexibilidade Operacional precisa ser adequadamente:

- reconhecida e
- remunerada ...

... para que haja investimentos compatíveis com as necessidades do sistema.

34



APRESENTAÇÃO DO PAINEL 3

MODELAGEM DE MÉDIO, CURTO E CURTÍSSIMO PRAZO

A primeira pergunta que se coloca na discussão sobre modelagem é: o que é preciso incorporar nesse processo para captar os requisitos de flexibilidade do Sistema Integrado Nacional (SIN)? Essa foi a questão inicial colocada por Secundino Soares Filho, professor colaborador da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

No médio e curto prazo, os aspectos relevantes que precisam ser considerados para a captação dos requisitos de flexibilidade são:

- a representação individualizada das usinas, o que permite a gestão eficiente dos reservatórios;

- a rede de transmissão segundo modelo CC (corrente contínua), que representa melhor os limites de intercâmbio; e

- a função de produção das usinas hidráulicas, sem simplificações, para assim captar a não linearidade da produtividade;

- a estratégia de relaxamento de restrições já que, por vezes, as restrições são tantas que demandam este tipo de escolha

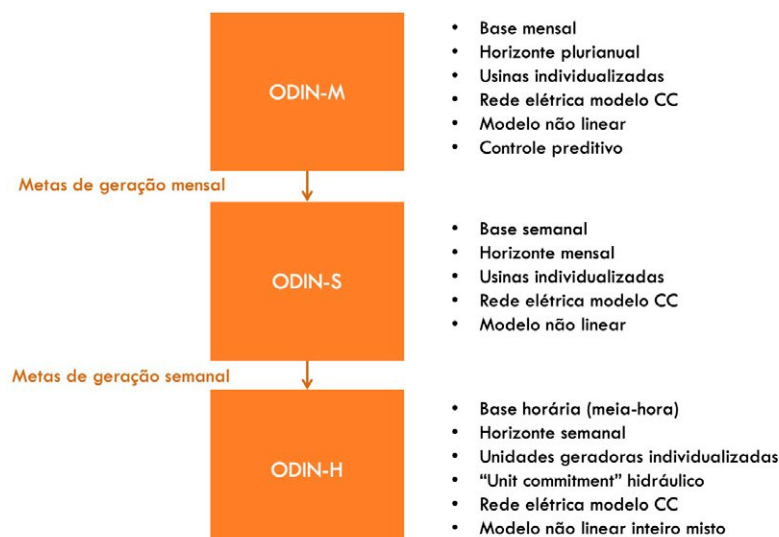
Do ponto de vista do curtíssimo prazo, o *unit commitment* hidráulico é importante porque identifica as fontes mais eficientes de flexibilidade. Outro aspecto relevante no cenário de curtíssimo prazo, relacionado à flexibilidade, é o custo de partida e parada das unidades geradoras. E, finalmente, outro fator a ser considerado é o rendimento do conjunto turbina-gerador, aspecto este que os modelos atuais não levam em consideração e que é fundamental para captar a produtividade de forma mais precisa.

DEMANDA CRESCENTE POR FLEXIBILIDADE HORÁRIA

O projeto de PDI (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) que estudou a flexibilidade operacional adotou uma cadeia de modelos computacional chamada ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional). Esta cadeia envolve os três modelos abaixo:

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Cadeia de Modelos ODIN



39

Em linhas gerais, o ODIN-M é um modelo de despacho de geração no longo e médio prazo. É um problema de otimização estocástica não linear de múltiplos estágios. A solução do problema é a política operativa que minimiza o valor esperado do custo de operação em relação à incerteza das vazões. O valor esperado do custo de uma dada política operativa é medido pela simulação da operação para diferentes cenários de vazões.

Existem políticas baseadas em modelos estocásticos (SDP, SDDP) e determinísticos (MPC), mas poucas comparações são realizadas, não apenas no Brasil, mas na literatura internacional. O modelo ODIN-M é baseado em MCP (modelo de controle preditivo) e teve seu desempenho testado em várias comparações com outros modelos computacionais, como relatado a seguir.

APRENDIZADOS DA MODELAGEM ODIN-M

- A modelagem não linear capta corretamente o benefício de manter a operação do SIN em níveis mais elevados de armazenamento.
- A gestão dos reservatórios priorizando o armazenamento a jusante maximiza a produtividade e minimiza a perda de potência por deplecionamento nas cascatas.
- Os atuais critérios de alocação de volume de espera (VE) para controle de cheias são contrários à gestão eficiente dos reservatórios, pois alocam preferencialmente os VE nos reservatórios de jusante.

APRENDIZADOS DA MODELAGEM ODIN-S

- Como se baseia em modelo de otimização não linear determinístico de múltiplos estágios, a solução do modelo ODIN-S apresenta as mesmas características da solução do modelo ODIN-M.
- O modelo ODIN-S segue a estratégia de gestão dos reservatórios do modelo ODIN-M, priorizando o armazenamento a jusante para maximizar a produtividade da cascata.
- A solução ODIN-S transferiu mais energia dos subsistemas mais cheios para os subsistemas mais vazios, levando o intercâmbio NE-> SE ao limite segundo o modelo de fluxo de potência CC.

APRENDIZADOS DA MODELAGEM ODIN-H

- A modulação da carga líquida diária do SIN é provida por geração hidráulica.
- Por essa característica, o UCH (*unit commitment hidrelétrico*) é mais importante do que o UCT (*unit commitment termelétrico*).
- Todas as hidrelétricas, em maior ou menor grau, contribuem com o requisito de modulação diária de geração do sistema.
- Os aspectos mais relevantes na otimização da provisão diária de modulação hidrelétrica são o custo de partida e parada das unidades geradoras, o custo da água adicional em virtude da redução de produtividade com a modulação, e as metas de geração das usinas fornecidas pelo modelo ODIN-S.

COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS ODIN-M E SDDP

O professor Secundino Soares Filho apresentou várias comparações entre os modelos ODIN-H e SDDP em termos de:

operação de reservatórios

custo de geração térmica

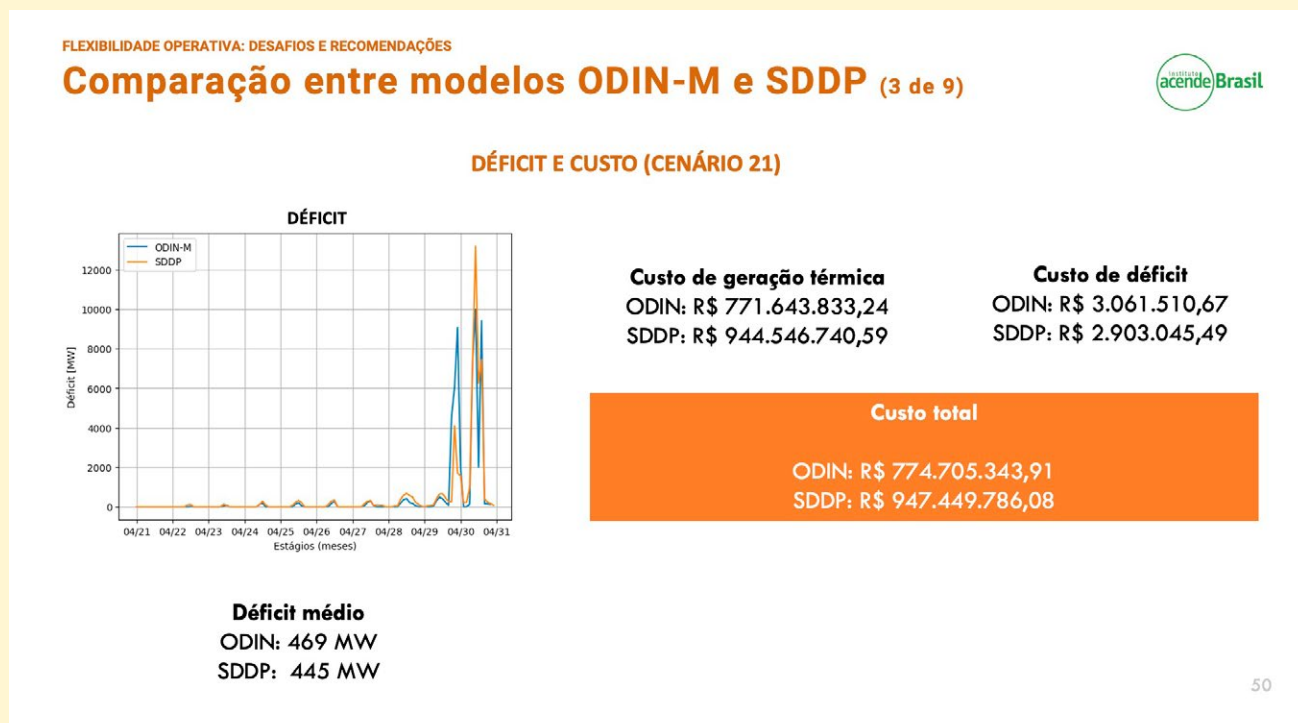
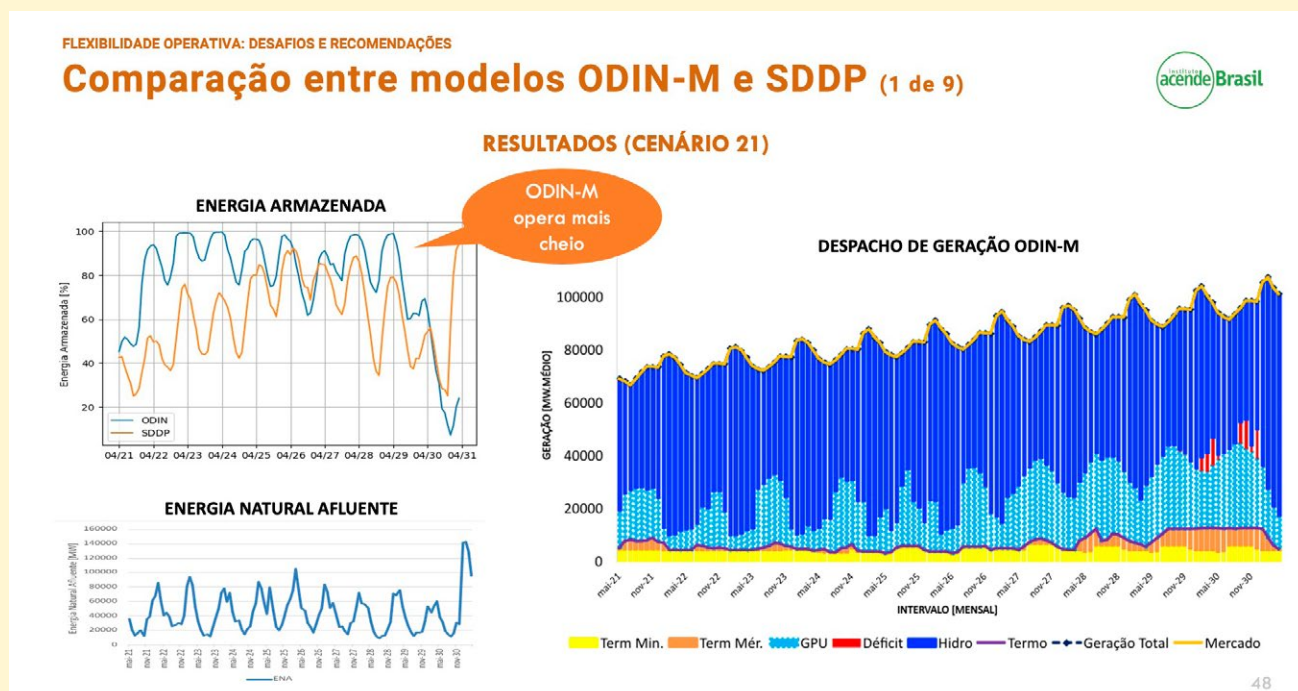
custo de déficit

geração hidrelétrica

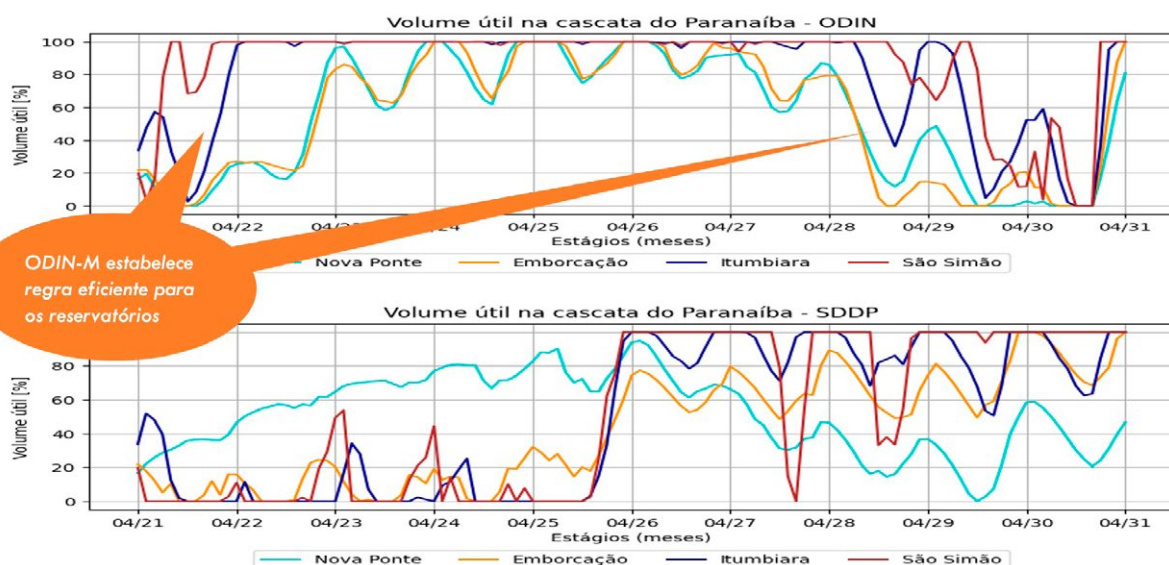
geração hidráulica

custo total

As telas abaixo apresentam uma amostra dos vários resultados obtidos na comparação entre os dois modelos (ODIN-M e SDDP):



FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (7 de 9)

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (9 de 9)

Valores médios de 200 cenários sintéticos

	ODIN	SDDP
Geração hidráulica (MWm)	59.399	59.361
Geração termelétrica (MWm)	6.503	6.455
Déficit (MWm)	145	190
Custo de geração termelétrica (R\$)	668.209.098	706.119.484
Custo de déficit (R\$)	957.200	1.225.941
Custo total (R\$)	669.166.299	707.345.426

Além das comparações entre os modelos ODIN-M e o SDDP também foram feitas comparações entre:

Os modelos ODIN-M e Suishi

Os modelos ODIN-S e Decomp

Os modelos ODIN-H e Dessem

O vídeo completo e todas as apresentações feitas no seminário "Flexibilidade Operativa: Desafios e Recomendações" estão disponíveis nas páginas acendebrasil.com.br/video/ e acendebrasil.com.br/eventos/



APRESENTAÇÃO DO PAINEL 4

SOLUÇÕES: MECANISMOS DE MERCADO

O 4º painel do seminário foi conduzido por Richard Lee Hochstetler, Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios do Instituto Acende Brasil. Ele ressaltou o contexto em que o tema central do evento está inserido: a flexibilidade operacional tornando-se cada vez mais escassa e a necessidade de diálogo no setor em busca de soluções para fomentar mais oferta de flexibilidade, sempre de forma alinhada às estratégias do governo e com base em mecanismos de mercado.

O setor elétrico brasileiro vive um importante momento de modernização que, entre outras medidas, busca fomentar uma expansão mais aderente às necessidades do sistema.

Como exemplos de estratégias desse processo destacam-se: (a) estruturação do mercado de contratação de longo prazo para assegurar a provisão da capacidade para atender aos requisitos futuros do sistema; e (b) o aprimoramento do mercado de curto prazo para premiar (e penalizar) agentes com base na sua contribuição efetiva para o atendimento dos requisitos efetivos do sistema.

No Brasil, historicamente, o setor tem trabalhado de forma mais enfática o mercado de longo prazo, ou seja, a contratação de longo prazo com leilões de energia, que são ótimos para coordenar a expansão do sistema.

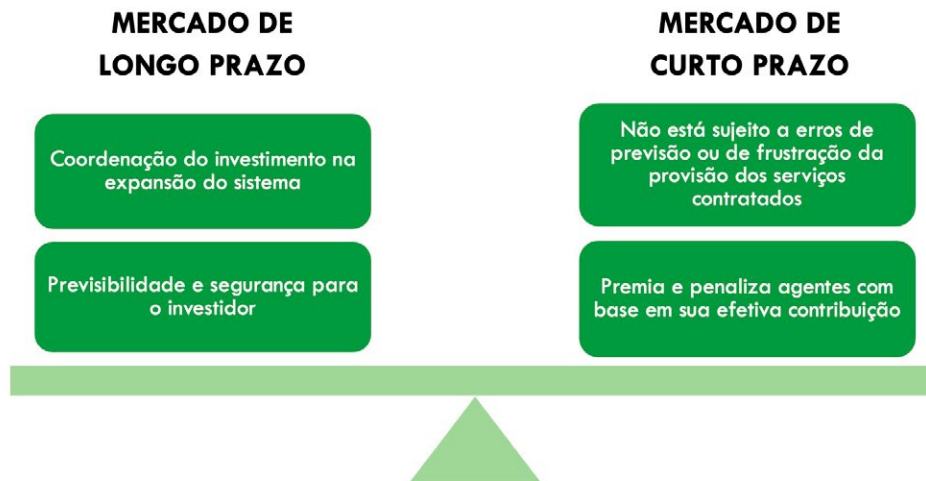
Os leilões têm proporcionado segurança e previsibilidade aos investidores, mas esse mecanismo tem enfrentado

desafios crescentes porque a participação do mercado regulado tem diminuído. Pesam também as dificuldades intrínsecas da contratação de longo prazo, como a necessidade de se basear na previsão das necessidades do sistema no prazo de três até sete anos. Nesse cenário de contratação antecipada, há sempre a possibilidade de erros como, por exemplo, a contratação de energia superior ou inferior às reais necessidades.

Outro foco é o mercado de curto prazo, que tem a vantagem de não estar sujeito a erros de previsão ou de frustração da provisão dos serviços contratados. O mercado de curto prazo premia e penaliza agentes com base em sua efetiva contribuição.

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Mecanismos complementares



ESTRATÉGIA 1 - MERCADO DE LONGO PRAZO

Richard discorreu sobre a estratégia para o Mercado de Longo Prazo com destaque para:

- a delimitação de produtos mais precisa, que permita refletir de forma mais fidedigna os requisitos do sistema; e

- a estruturação de um leilão combinatório para contratação otimizada do conjunto de produtos desejados.

O esquema abaixo exemplifica os diferentes desafios envolvidos na introdução de múltiplos produtos:

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

Desafios da introdução de múltiplos produtos



COMPLICAÇÕES INTRODUZIDAS PELA DEFINIÇÃO DE MÚLTIPLOS PRODUTOS

- A definição dos produtos é determinada **com base nos requisitos do sistema**
- 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**
- O **valor dos produtos é dado pela escassez relativa** dos produtos demandados

} *interdependência na produção dos diversos produtos (complementariedades)*

REQUISITOS DO SISTEMA



PREÇOS ?



OFERTANTES POTENCIAIS



ESTRATÉGIA 2 - MERCADO DE CURTO PRAZO

Já o aprimoramento do Mercado de Curto Prazo envolveria três iniciativas:

- a implementação da Compensação Dupla;

- a incorporação da demanda por reserva operativa no mercado de balanceamento em tempo real; e

- a adoção de modelagem estocástica na programação diária para levar em conta as variações aleatórias da carga líquida.

O esquema abaixo ilustra os passos envolvidos na implementação da Compensação Dupla:

FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

1. Implementação da dupla compensação



SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DUPLA



O **Sistema de Dupla Compensação** consiste de dois mercados encadeados sequencialmente para refletir a programação e 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

124

CONCLUSÕES SOBRE MECANISMOS DE MERCADO PARA PROVER A FLEXIBILIDADE OPERATIVA

Pode-se aprimorar o planejamento e a operação do sistema elétrico por meio:

1

- da adoção de uma **modelagem mais aderente à realidade**, o que inclui:

- representação individualizada de todas as unidades geradoras;

- consideração dos fluxos de potência nos laços existentes entre os subsistemas;

- custos de partida e parada; e

- rendimento de cada conjunto de turbina-gerador.

2

- da **delimitação de novos produtos** que reflitam de forma mais precisa os requisitos escassos do sistema elétrico:

- geração modulável;

- geração de ponta; e

- geração de resposta rápida.

3

- do processo de **expansão do suprimento com a implementação de leilões combinatórios** para promover a contratação de recursos mais aderentes aos requisitos do sistema.

4

- de **aprimoramentos no mercado de curto prazo de forma a reconhecer e remunerar a flexibilidade operativa de forma mais apropriada**, o que pode ser alcançado com:

- a implementação do sistema de compensação dupla;

- a incorporação da demanda por reserva operativa; e

- a adoção de modelagem estocástica na programação diária.



Da esquerda para a direita: Claudio Sales (Acende Brasil), Felipe Calabria (Aneel), Caio Monteiro Leocádio (EPE), Camilla Fernandes (Abrage), Bernard Küsel (ONS), Richard Hochstetler (Acende Brasil), Eduardo Müller Monteiro (Acende Brasil), Sara Boro (CTG Brasil) e Secundino Soares (Unicamp).

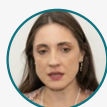
DEBATE DO PAINEL

DEBATE

Para a seção de debates do seminário “Flexibilidade operativa: desafios e recomendações” foram convidados: Felipe Calabria (Aneel), Caio Monteiro Leocádio (EPE), Camilla Fernandes (Abrage), Bernard Küsel (ONS) e Sara Boro (CTG Brasil). Os moderadores foram Richard Hochstetler e Eduardo Müller Monteiro (Diretores do Instituto Acende Brasil).

A seguir são apresentados alguns momentos do debate, sempre lembrando que o vídeo completo e todas as apresentações estão disponíveis nas páginas acendebrasil.com.br/video/ e acendebrasil.com.br/eventos/

► **Eduardo (Acende Brasil) - Pergunta:** Quando você conversa com seus colegas de grandes empresas de geração hidrelétrica, como é a discussão sobre os comandos que na prática induzem a uma alteração da operação em busca de flexibilidade operativa? O que isso significa para a empresa em termos de equipe, de processos, de projeção de investimentos, e de custo de oportunidade?



Sara (CTG Brasil) – Existe uma obrigação de cumprimento dos requisitos. A usina é obrigada a responder a esse comando. Existe um contrato de prestação de serviço ancilar. Nesse sentido, não há muito o que se possa fazer a não ser atender a esse comando. Mas o que discutimos muito numa esfera mais estratégica é a questão da sustentabilidade desse setor. Como empresa geradora de energia, a CTG Brasil atua nas duas pontas. Por um lado, temos um portfólio existente que precisa ser preservado, com usinas hidrelétricas antigas que demandam investimento e modernização para que consigam continuar provendo com qualidade e

confiabilidade todos os serviços que o ONS nos solicita. Na outra ponta, temos um norte de crescimento que hoje está muito pautado nas fontes renováveis intermitentes. Assim sendo, do ponto de vista do investidor, temos um olhar da questão da sustentabilidade do setor, ou seja, o que preciso fazer para garantir a continuidade do investimento em fontes renováveis. Mas nós não podemos deixar de olhar para o portfólio existente, robusto, mais antigo, que são as hidráulicas. Uma questão relevante nesse contexto é o sinal econômico para o investimento. É preciso ter um racional econômico e definir o que é necessário fazer para o sistema continuar suportando essa tendência mundial de aumento de inserção das fontes intermitentes.

► **Richard (Acende Brasil) - Pergunta:** Em última instância, o atendimento da carga é responsabilidade do ONS. Nessas circunstâncias, como o operador do sistema enxerga a escassez – ou não – de flexibilidade? Esse é um problema já iminente ou é mais para o futuro? Qual a questão mais preocupante, olhando para frente?



Bernard (ONS) – Um aspecto bastante relevante são custos. Para embasar a discussão, é importante destacar que, em termos de capacidade instalada hidráulica, o país dispõe de 120 GW. Por outro lado, em fevereiro deste ano, batemos o recorde de geração hidráulica instantânea, com 87 GW. Com isso, estamos quase 30 GW distantes da capacidade instalada, o que acontece por diversos motivos. Por exemplo, não temos vasões necessárias no país para possibilitar o despacho completo, pois hoje temos restrições de transmissão, questões de manutenção, entre outros fatores. Assim, o máximo que conseguimos usar da capacidade hidráulica foi de 90 GW em fevereiro, que é o auge do período úmido. Se considerarmos o período seco, isso muda. Em outubro, chegamos a utilizar cerca de 62 GW, bem distante da capacidade instalada hidráulica total. Isso nos leva a outro desafio, que é potência. Assim, para complementar a fonte hidráulica e atender à potência, principalmente na ponta, temos o despacho térmico por um curto período, cerca de quatro horas por dia. No entanto, as térmicas têm um custo bastante elevado. Em média, são necessários R\$ 400 milhões mensais. O custo associado ao despacho térmico por um período curto é bastante significativo. Resumindo, temos o recurso, mas a inflexibilidade térmica gera um custo elevado. Um segundo aspecto é a prontidão – o tempo de prontidão associado ao despacho térmico. Se tivéssemos menos inflexibilidade térmica ou hidráulica e se tivéssemos vasões mínimas menores conseguiríamos alocar mais facilmente a geração das fontes renováveis.

Eduardo (Acende Brasil) - Pergunta: Como você traduziria hoje a discussão entre geradores hidrelétricos sobre flexibilidade operacional? Quais são os desafios e possíveis encaminhamentos olhando para a vertente regulatória?



Camila – Nós temos uma visão de que a política e a regulação devem olhar tanto para o que já existe quando para o futuro. O Brasil é um país em desenvolvimento, o consumo aumenta todo mês e continuará aumentando. Portanto, precisamos olhar para a remuneração e boa utilização dos ativos existentes, tendo incentivos econômicos para a adequada expansão, ou seja, para garantir o equilíbrio entre oferta e demanda. Para isso, é necessário olhar em primeiro lugar para os requisitos do sistema, e não para o que as fontes, os vendedores oferecem. Um segundo ponto a ser observado é que a matriz elétrica

brasileira tem mudado muito, com redução da participação da energia hidráulica. O sistema ficou restrito em potência e está restrito, também, em flexibilidade. Nesse contexto, os geradores hidrelétricos elegeram seis temas como prioritários para os próximos anos. Dois desses temas são muito relevantes para a discussão que estamos tendo aqui: flexibilidade e aprimoramento na formação de preços no mercado de energia de curto prazo.

Richard (Acende Brasil) - Pergunta: Eu gostaria de ouvir as suas reflexões a respeito da flexibilidade e sobre modelagem dos requisitos.

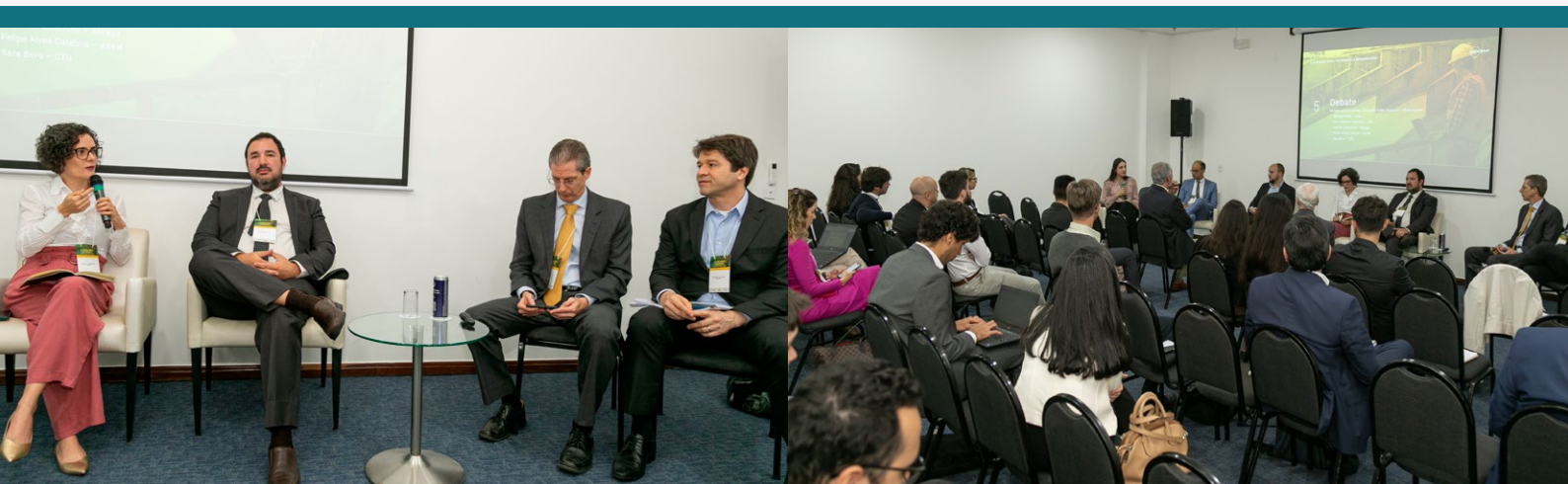


Caio (EPE) – É fundamental a questão da caracterização dos requisitos e questões de flexibilidade. A EPE tem investido bastante nesse sentido. Outro aspecto a destacar é a modelagem. Um ponto fundamental da modelagem é a governança dos dados do setor utilizados nesse processo. Esses dados precisam ser bastante fieis à operação em tempo real.

Richard (Acende Brasil) - Pergunta: Eu gostaria de ouvir a sua opinião, como representante da Aneel, sobre os pontos que mais demandam atenção quando tratamos de modelagem.



Felipe (Aneel) – Como a matriz está mudando, é válido dizer que o mercado como um todo também está mudando. Com a diversificação das fontes, o aumento da geração distribuída e a abertura do mercado, surge a necessidade de se remodelar o mercado. Considero uma evolução tratar os atributos do sistema ao invés dos atributos das fontes. Pego como exemplo a Consulta Pública 33 do Ministério de Minas e Energia, em que foram tratadas as fontes individualmente, com uma análise do que cada uma delas conseguiria entregar. Quando olhamos os atributos do sistema, precisamos pensar sobre o que o ONS precisa, e a partir do momento que isso fica claro, como faremos essas contratações e como desenharemos esse mercado, tanto no curto quanto no longo prazo. Aliás, para o longo prazo, questiono se o arcabouço legal para os Leilões de Reserva de Capacidade já não acomodariam os requisitos para a contratação dessa flexibilidade...



O vídeo completo e todas as apresentações do seminário
“Flexibilidade Operativa: Desafios e Recomendações”
estão disponíveis em nosso site e no nosso canal do YouTube



Aponte a câmera para
o QR Code acima e assista
ao conteúdo completo
do seminário.

