



Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente da Operação e Comercialização de Energia Elétrica

13ª Edição

Setembro de 2019

WWW.ACENDEBRASIL.COM.BR

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano

O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das vertentes de trabalho do Instituto Acende Brasil que monitora, de forma permanente, a operação e comercialização de energia elétrica no Brasil.

O estudo é realizado anualmente, no final do período úmido, e engloba:

- uma **análise retrospectiva** apontando os principais acontecimentos observados no setor elétrico entre julho de 2018 e junho de 2019;
- uma **análise prospectiva** por meio de uma avaliação de cenários futuros de oferta e de demanda; e
- **questões relevantes do ano**, com uma avaliação mais detalhada de temas de fronteira.

Os principais temas abordados nesta edição 13ª do PET são:

Retrospectiva do Ano

- Operação do SIN;
- GSF e inadimplência no MCP;
- Revisão da Carga;
- Leilões de Energia
- Desinvestimento da Petrobras;
- Mudanças nos Modelos de Otimização;

Análise prospectiva

- Equilíbrio estrutural

Questões do Ano

- Precificação horária

Buscando facilitar a visualização desta apresentação, foram criados...

...**boxes de explicação** com informações complementares, e...

O box de explicação contém informações mais detalhadas ou explicações complementares sobre o **texto com este formato**.

... um **painel de navegação** localizado na parte inferior de todas as páginas para acesso rápido aos temas destacados, incluindo uma barra de progresso do tema em tela.

Clique para ter rápido acesso às seções do estudo



Barra de progresso da seção

Introdução

Retrospectiva

Análise Prospectiva

Questões do Ano

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano

Retrospectiva do Ano

- Operação do SIN;
- GSF e inadimplência no MCP;

- Revisão da Carga;
- Leilões de Energia
- Novo Mercado do Gás;
- Mudanças nos Modelos de Otimização;

- Avaliação geral das condições operativas e comerciais;
- STJ revoga importantes liminares que impedem liquidação na CCEE;
- Sazonalização da Garantia Física; e
- Crise de inadimplência na CCEE

Operação do Sistema Interligado Nacional

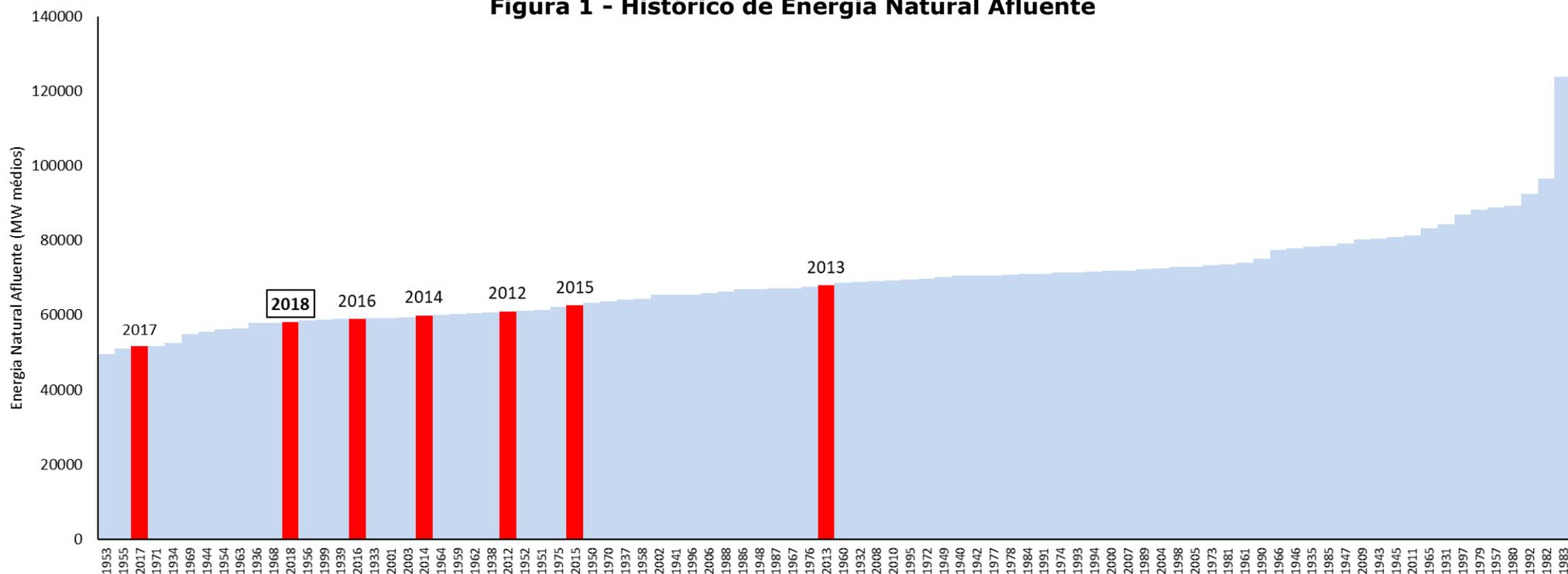
Afluências em 2018



A geração hidrelétrica foi prejudicada pela hidrologia adversa. A **Energia Natural Afluente (ENA)** média anual em 2018 foi a 12ª pior do histórico (1931 a 2018).

A **ENA** é calculada a partir da vazão natural afluente de cada usina hidrelétrica multiplicada pela sua produtividade equivalente com 65% do volume do reservatório. A ENA foi calculada para todos os anos do histórico considerando o parque gerador de 2019.

Figura 1 - Histórico de Energia Natural Afluente



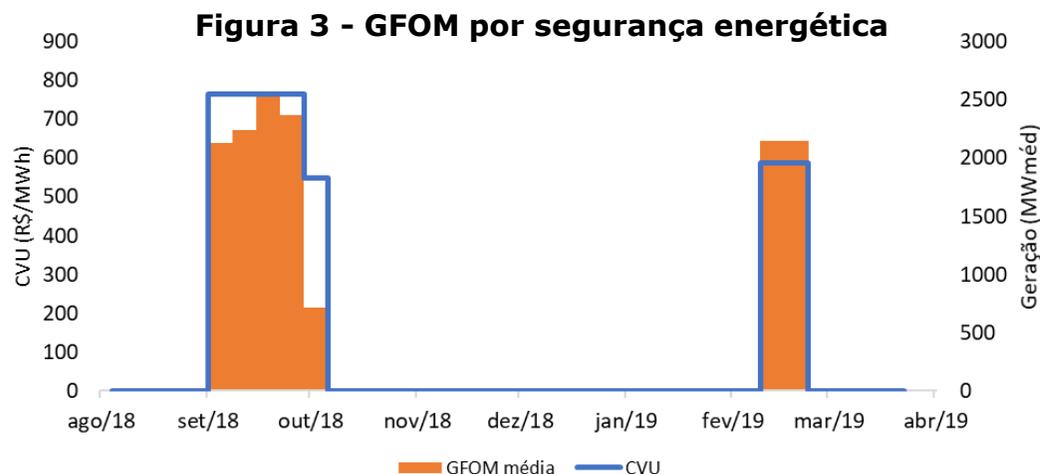
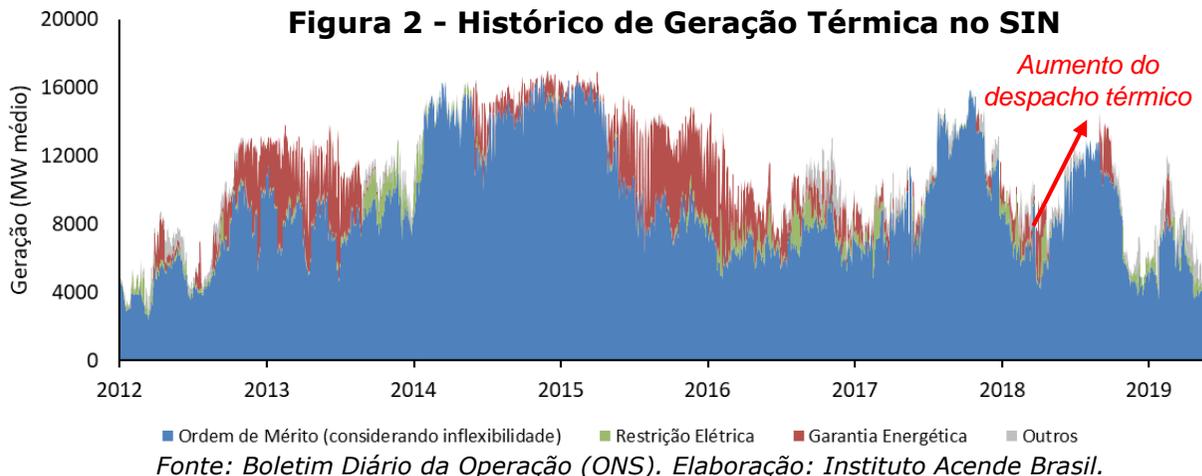
Fonte: Histórico de vazões naturais afluentes mensais no deck de dados de entrada do Newave da primeira semana operativa de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Operação do Sistema Interligado Nacional

Geração termelétrica em 2018

A fim de compensar este déficit na afluência (e a consequente redução da disponibilidade de geração hidrelétrica), houve aumento do despacho termelétrico, especialmente no período seco (entre os meses de maio e novembro)...

...havendo inclusive a **Geração Fora da Ordem de Mérito por Segurança Energética (GFOM SE)** em diversos períodos do ano.



A **GFOM por segurança energética** ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina o acionamento de termelétricas (cujo despacho não era indicado pelos modelos computacionais oficiais) para garantir o suprimento energético nacional.

A figura ao lado discrimina os períodos nos quais houve acionamento da GFOM por segurança energética, o limite de CVU das usinas que serão acionadas (i.e. usinas que possuem CVU menor ou igual a este CVU serão despachadas) e a geração média das UTES despachadas por GFOM por segurança energética.

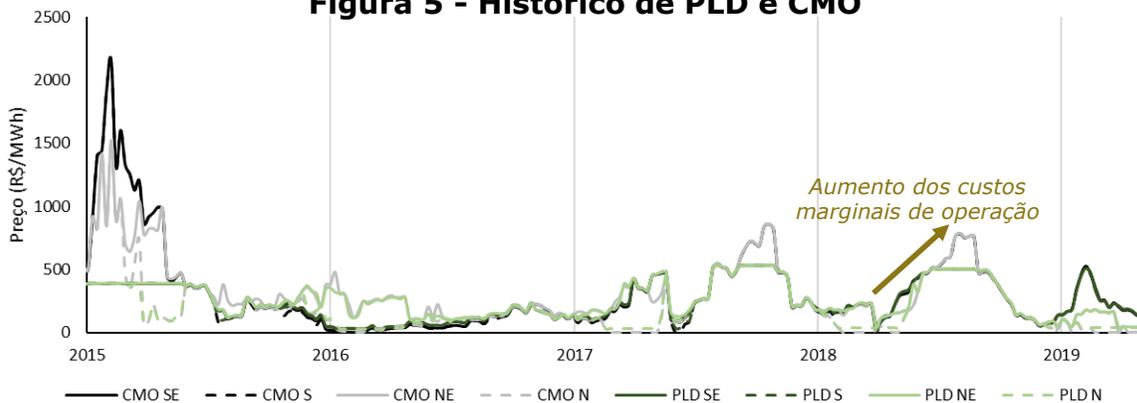
A intensificação do despacho termelétrico no período seco reduziu o deplecionamento dos reservatórios hídricos, que terminaram o ano em patamar superior ao ano anterior...

Figura 4 - Histórico de Energia Armazenada



Fonte: Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 5 - Histórico de PLD e CMO

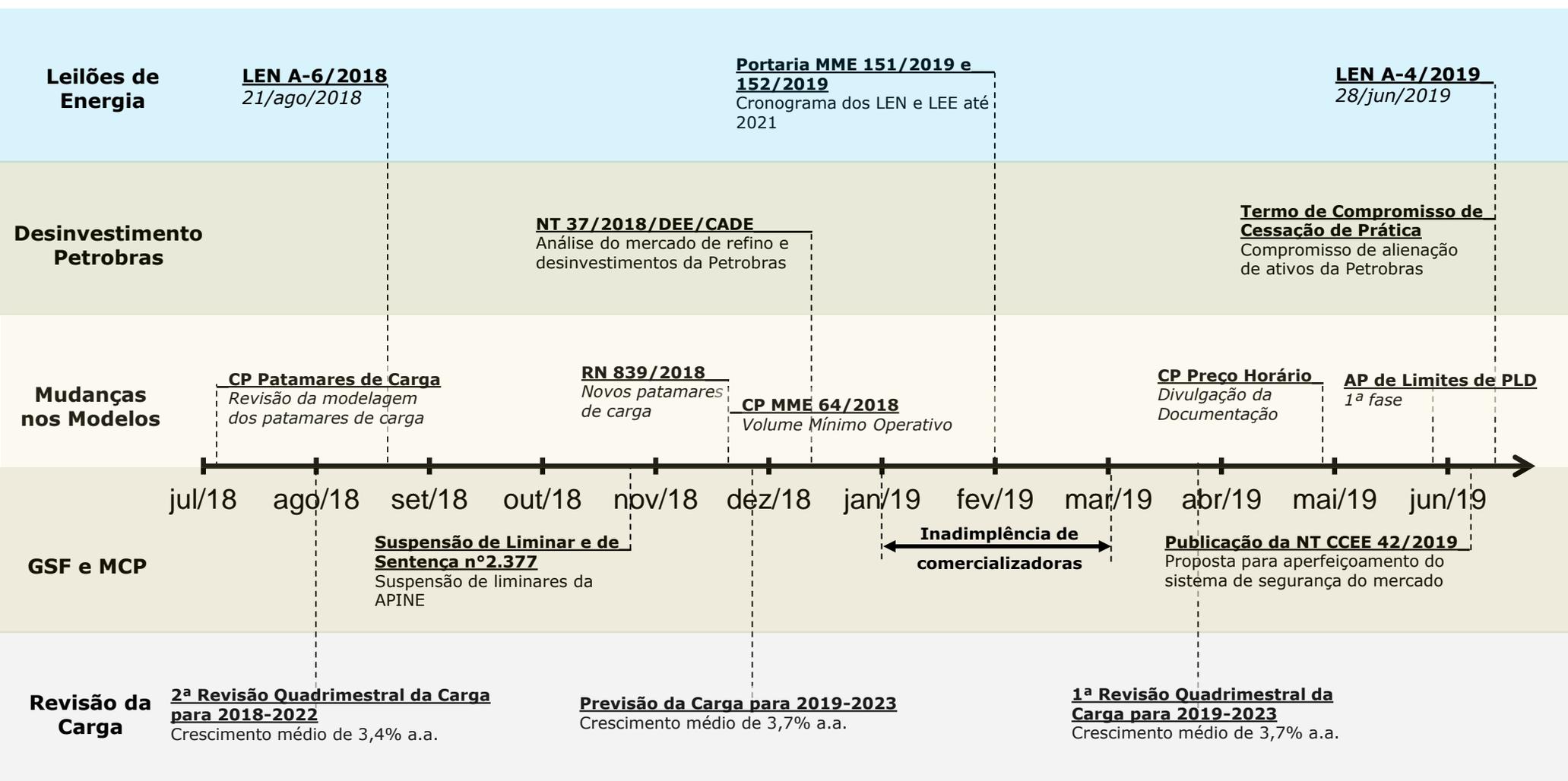


Fonte: Preços semanais (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

...porém houve aumento dos **Custos Marginais Operacionais (CMOs)** e **Preços de Liquidação de Diferenças (PLDs)** nos subsistemas.

O **PLD** e o **CMO** são resultados dos modelos computacionais, que estabelecem uma política de despacho de mínimo custo operativo. O **PLD**, diferentemente do **CMO**, possui limites máximos e mínimos, e não representa restrições de transmissão internas de cada subsistema.

Linha do Tempo (julho de 2018 a junho de 2019)



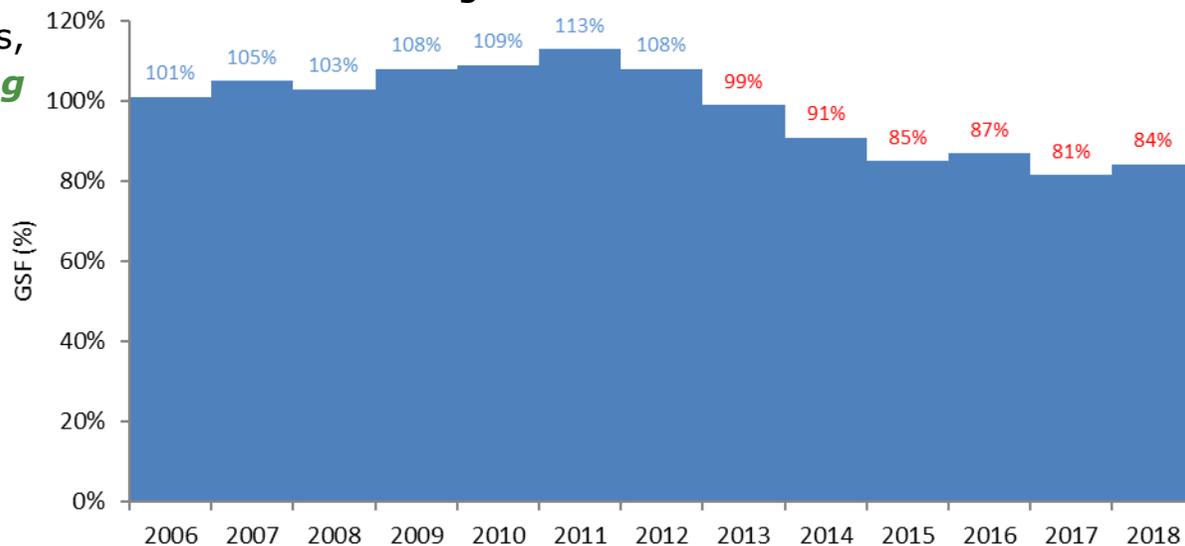
Legenda: AP: Audiência Pública | CP: Consulta Pública | LEE: Leilão de Energia Existente | LEN: Leilão de Energia Nova | NT: Nota Técnica | RN: Resolução Normativa

Com o despacho reduzido de hidrelétricas, houve a redução do **Generation Scaling Factor (GSF)**...

O **GSF** é a razão entre a geração observada e a Garantia Física das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

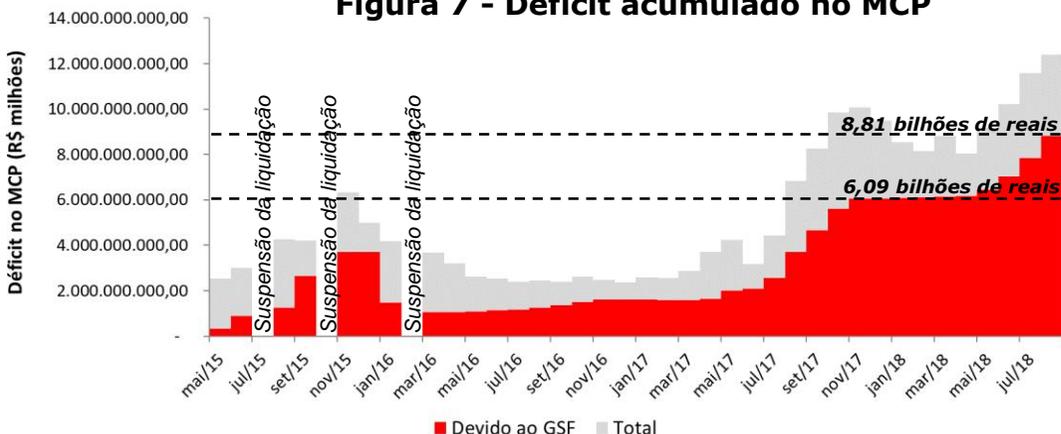
Uma explicação do GSF e sua relação com a inadimplência é apresentada na 11ª edição do Programa Energia Transparente, [disponível aqui](#).

Figura 6 - Histórico de GSF



Fonte: InfoPLD de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 7 - Déficit acumulado no MCP



Fonte: InfoPLD de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

...e o agravamento dos déficits no Mercado de Curto Prazo (MCP) devido às liminares do GSF, cujos montantes aumentaram de **R\$ 6,1 bilhões** para **R\$ 8,8 bilhões** nas contabilizações de janeiro e agosto de 2018, respectivamente.

GSF e Inadimplência no MCP

GSF e déficits no MCP



Em outubro de 2018 o presidente do STJ, Ministro João Otávio de Noronha, proferiu a [Suspensão de Liminar e de Sentença nº2.377 - DF \(2018/0122323-9\)](#) que revogou as liminares que abrangiam os associados da APINE.

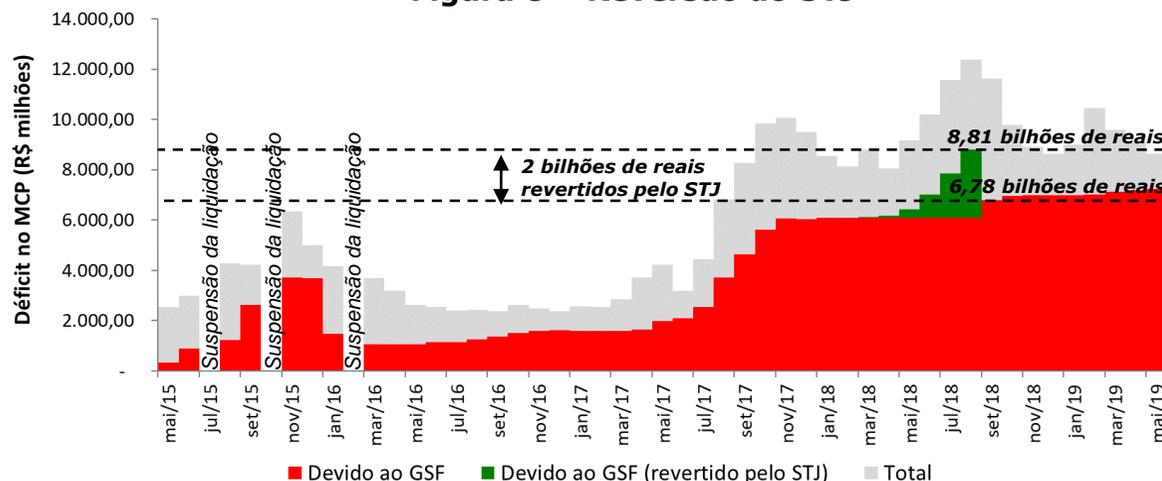
Conforme se observa da decisão do Ministro, as liminares se fundamentaram em elementos como:

- (i) "inversão da matriz hidrotérmica";
- (ii) "desvirtuamento da operação do Sistema Interligado Nacional"; e
- (iii) "política estatal de redução de tarifas como cenário de custo elevado de geração".

Ressaltou que, enquanto questões do setor elétrico se sujeitam à apreciação do Poder Judiciário, **a interferência por meio de liminares da aplicação de regras com elevada especificidade técnica e impacto financeiro de atos predefinidos de agência reguladora configura grave lesão à ordem e à economia públicas**. Resumiu que o entendimento do STJ é de que Poder Judiciário não pode adentrar na seara técnica de regulação do mercado de energia para substituir órgão regulador competente.

Apesar disso, a decisão se limitou apenas a **suspender os efeitos das liminares da APINE apenas após fevereiro de 2018**. Assim, houve a preservação, até julgamento em segunda instância, dos efeitos produzidos entre 1º de julho de 2015 a 7 de fevereiro de 2018, visto que, do contrário, haveria a "cobrança de débito acumulado ao longo de 31 liquidações financeiras do mercado de energia, podendo gerar consequências danosas ao funcionamento das empresas em questão". Com isso, houve a redução do montante de déficit no MCP devido ao GSF de cerca de 2 bilhões na contabilização de setembro de 2018.

Figura 8 – Reversão do STJ



Fonte: InfoPLD de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

GSF e Inadimplência no MCP

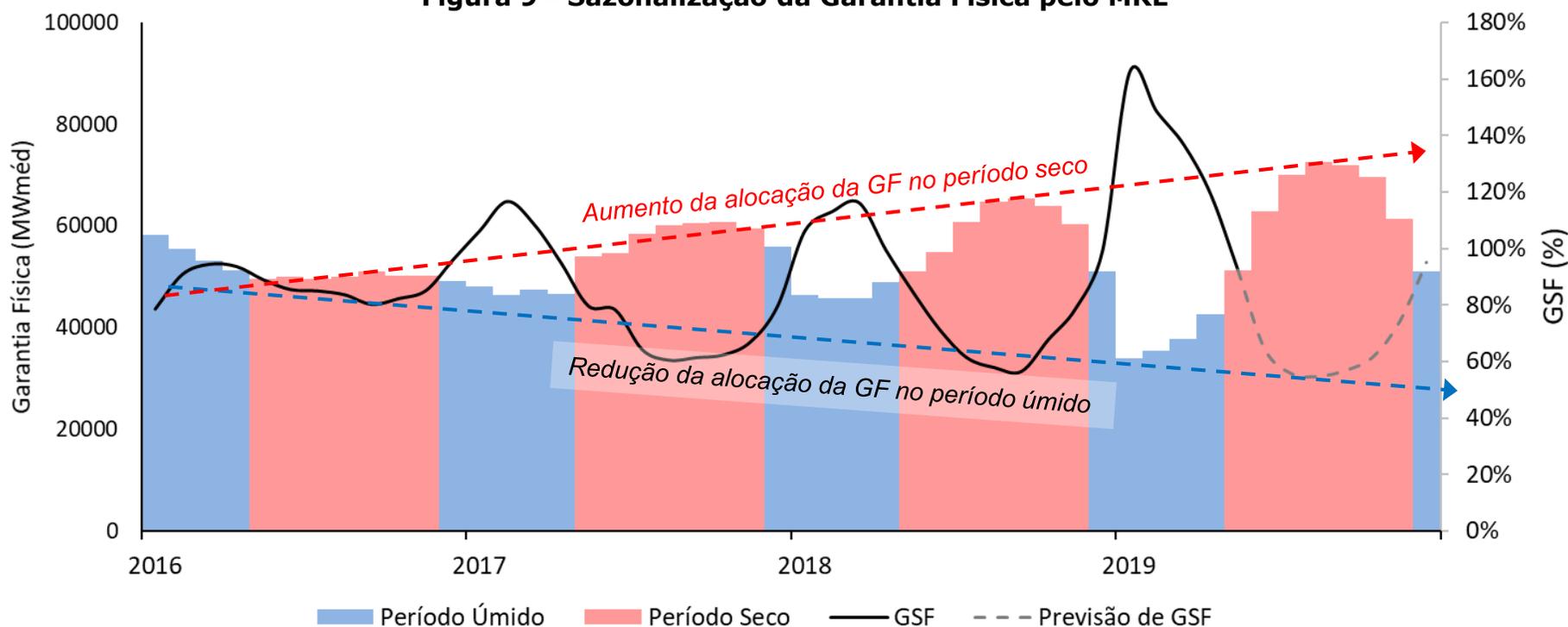
Alocação da Garantia Física e Déficits no MCP

Observa-se uma tendência de intensificação da sazonalização de Garantia Física pelos geradores hidrelétricos, realizado anualmente em dezembro, com:

- redução dos montantes alocados no período úmido; e
- aumento dos montantes alocados no período seco.

Esta estratégia de sazonalização anual de Garantia Física tem acentuado a variação sazonal do GSF.

Figura 9 - Sazonalização da Garantia Física pelo MRE



Fonte: InfoPLD de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

GSF e Inadimplência no MCP

Racional econômico da sazonalização da Garantia Física



Considere que o MRE seja composto de dois agentes, A e B, cada qual com Garantia Física de 100 MWmédios e compromissos contratuais para suprimento de 100 MWmédios ao longo de todo o ano.

Comparemos o resultado de duas estratégias de suprimento:

- O **Agente A** decide alocar sua Garantia Física igualmente nos dois períodos: 100 MWmédios.
- Já o **Agente B** decide concentrar sua Garantia Física no período seco: 180 MWmédios no período seco e 20 MWmédios no período úmido.

Devido à variação das aflúncias ao longo do ano:

- a produção hidrelétrica é de 300 MWmédios no período úmido, quando o PLD é de R\$ 70/MWh; e
- a produção hidrelétrica é de 50 MWmédios no período seco, quando o PLD é de R\$ 500/MWh.

A energia alocada para cada agente i é: $E_i = \sum_i G_i \cdot \frac{GF_i^S}{\sum_i GF_i^S}$

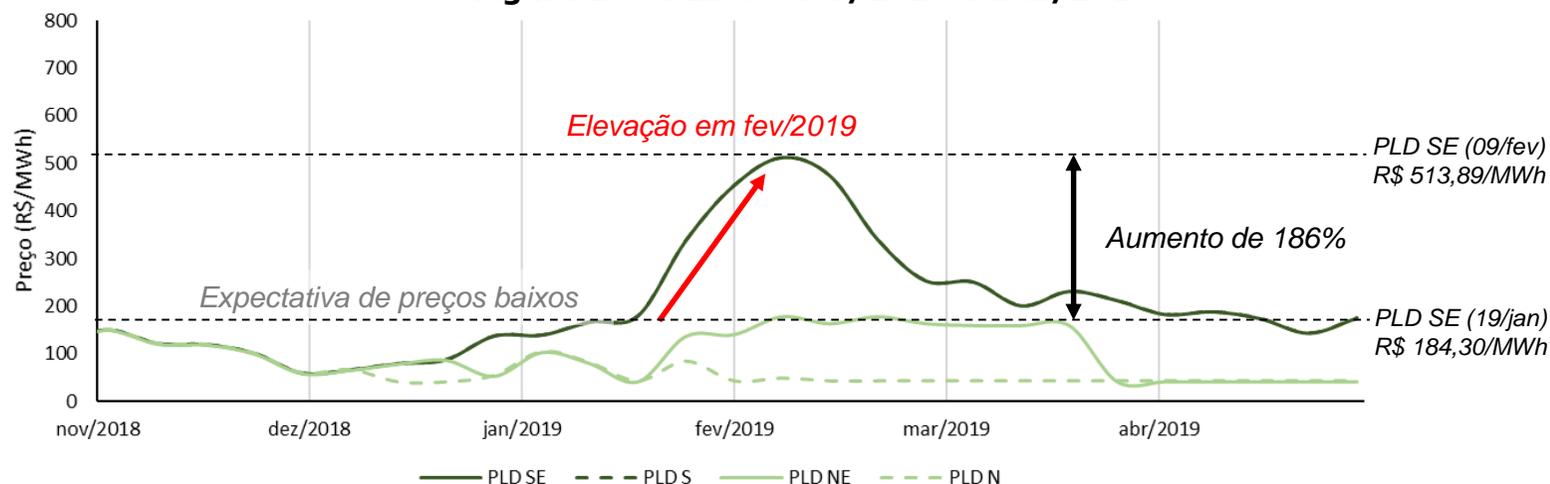
Tabela 1 – Análise da sazonalização da Garantia Física

		AGENTE A	AGENTE B
PERÍODO ÚMIDO	ENERGIA RECEBIDA DO MRE	$300 \cdot \frac{100}{100 + 50} = 200 \text{ MWmédios}$	$300 \cdot \frac{50}{100 + 50} = 100 \text{ MWmédios}$
	EXPOSIÇÃO FINANCEIRA NO MCP	$(200 - 100) \cdot 70 = +\text{R\$ } 7.000$	$(100 - 100) \cdot 70 = \text{R\$ } 0$
PERÍODO SECO	ENERGIA RECEBIDA DO MRE	$100 \cdot \frac{100}{100 + 150} = 40 \text{ MWmédios}$	$100 \cdot \frac{150}{100 + 150} = 60 \text{ MWmédios}$
	EXPOSIÇÃO FINANCEIRA NO MCP	$(40 - 100) \cdot 500 = -\text{R\$ } 30.000$	$(60 - 100) \cdot 500 = -\text{R\$ } 20.000$

Apesar de o **Agente A** sazonalizar a sua Garantia Física em montante igual aos seus compromissos contratuais, tal agente acaba sofrendo uma exposição negativa maior do que o **Agente B**, que concentra sua Garantia Física no período em que a energia hidrelétrica é mais escassa e o preço de mercado é mais elevado.

O período úmido de 2019 se iniciou com uma média de PLDs da ordem de R\$ 150,00/MWh, chegando a R\$ 75,00/MWh em dezembro de 2018. Com uma perspectiva de manutenção de preços reduzidos, algumas comercializadoras de energia se posicionaram vendedoras, ficando expostas ao Mercado de Curto Prazo.

Figura 10 - PLD de nov/2018 a mai/2019



Fonte: Preços semanais (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Em fevereiro de 2019, com o recálculo da Função de Custo Futuro (resultado do Newave), houve a elevação dos custos operativos em cerca de R\$ 129,20/MWh, resultando em um PLD da ordem de R\$ 337,10/MWh no submercado SE/CO e S.

Na semana operativa de 9 de fevereiro de 2019, os PLDs nestes submercados alcançaram o limite máximo de R\$ 513,89/MWh. Com isso, houve um enorme impacto financeiro nas comercializadoras expostas.

Publicação da NT CCEE 42/2019

Proposta para aperfeiçoamento do sistema de segurança do mercado



Em junho de 2019, a CCEE apresentou uma proposta de aperfeiçoamento do sistema de segurança do Mercado de Energia Elétrica, exposto na **Nota Técnica CCEE 42/2019**.

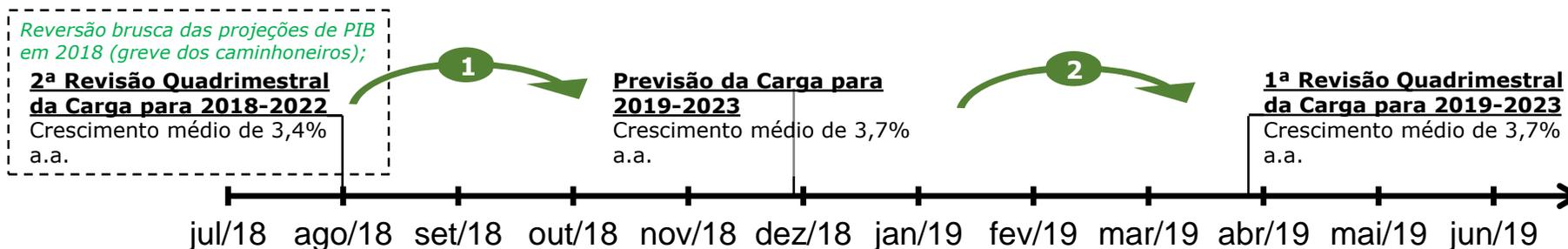
As medidas propostas a serem incorporadas ao longo de 2019-2020 são:

1. Elevação das exigências para participação e manutenção no mercado de energia elétrica, com previsão de um processo de transição para este novo regramento e para a aplicação das sanções por descumprimento das obrigações propostas;
2. Exigência de **aporte de garantia financeira semanal** ("margem semanal"); e
3. Criação de indicadores de monitoramento de mercado para facilitar a avaliação e escolha de suas contrapartes nas transações bilaterais.

*Atualmente, as eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo são apuradas apenas 15 dias após o encerramento do mês de operação (o que ocorre dois meses após a transação física), com acumulação dos resultados de todo o período apurado. As **garantias financeiras semanais** são um mecanismo de aporte antecipado de recursos para mitigar possíveis inadimplências de agentes devedores.*

A metodologia de apuração do montante a ser aportado compreende uma estimativa da exposição de cada agente (lastro contratual de cada agente deduzido da energia contratada e do requisito físico-consumo) e do PLD médio para meses até 6 meses à frente do período de operação contabilizado.

Com a chamada de margem semanal, será possível a verificação das exposições a cada semana, mitigando o risco de inadimplência e possibilitando a imposição de sanções mais tempestivas.



Os processos de Previsão da Carga e Revisão Quadrimestral da Carga têm como objetivo adequar as projeções de consumo e de carga para os próximos cinco anos, sendo utilizados no planejamento energético.

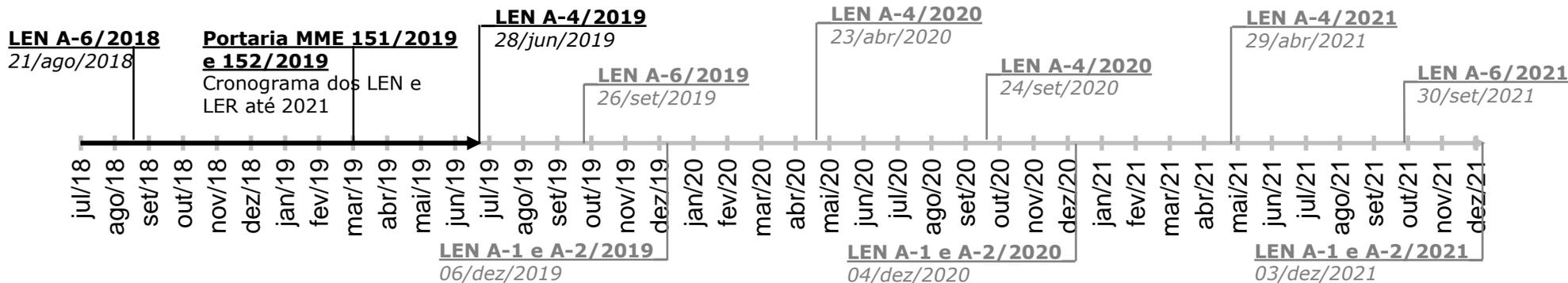
- 1 Quadro de lenta recuperação em 2018, porém com esperada de retomada gradual da economia. Ressaltam-se o impacto da greve dos caminhoneiros (mai/18 a jun/18) e o comportamento diferenciado nos dias de jogos do Brasil na Copa do Mundo.
- 2 Revisão do PIB de 2019 para baixo (herança de redução do PIB em 2018). Ressaltam-se as incertezas nos cenários econômicos (aprovação da reforma da previdência no Brasil e políticas protecionistas americanas) e a tragédia de Brumadinho que afetou o setor metalúrgico (energointensivo).

Tabela 2 - Taxa de Crescimento (% ao ano) da Carga de Energia

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
2ª Revisão Quadrimestral 2018-2022	1,6%	3,7%	3,8%	3,9%	4,0%	-
Projeção da Carga 2019-2023	-	3,6%	3,7%	3,6%	3,9%	3,9%
1ª Revisão Quadrimestral 2019-2023	-	3,4%	3,8%	3,6%	3,7%	4,0%

Fonte: Boletim da Revisão Quadrimestral da Carga de 2018-2022 e 2019-2023 e Boletim da Previsão da Carga 2019-2022 (ONS, CCEE, EPE).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

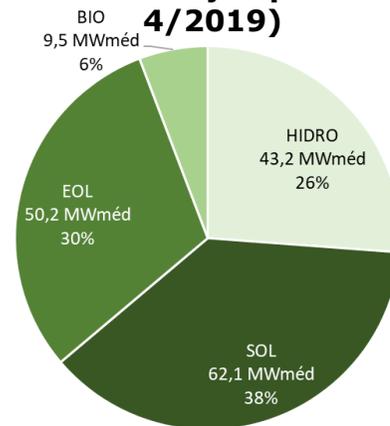


Em 1º de Março de 2019, foi publicada a Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) 151/2019 e 152/2019, que definiram os cronogramas estimados de realização dos *Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos (LEN)* e dos *Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes (LEE)*, respectivamente, a serem realizados em 2019, 2020 e 2021. Até então, o cronograma dos leilões de energia nova A-4 era limitado apenas aos leilões realizados no mesmo ano.

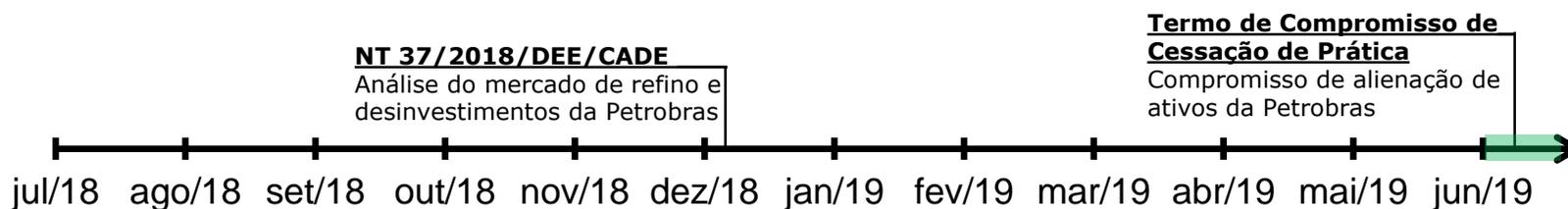
Em 28 de junho de 2019, foi realizado o Leilão A-4/2019, que resultou na contratação 401,6 MW de potência. Este foi o primeiro leilão que contratou a fonte solar na modalidade "por quantidade". A fonte solar foi a que apresentou menor preço ofertado. Os preços médios praticados por fonte foram:

- Hidrelétrico (Quantidade): R\$ 198,12/MWh;
- Eólica (Quantidade): R\$ 79,99/MWh;
- Solar (Quantidade): R\$ 67,48/MWh; e
- Biomassa (Disponibilidade): R\$ 179,87/MWh.

Figura 11 - Contratação por fonte (LEN A-4/2019)



Fonte: Análise Pós-Leilão (Instituto Acende Brasil).

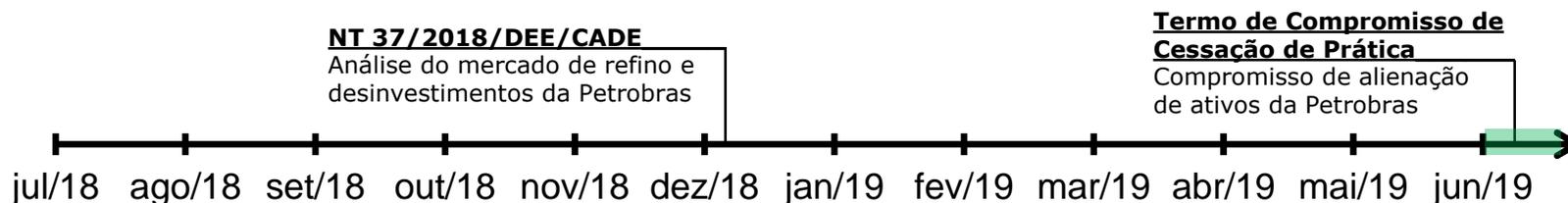


Em 5 de Dezembro de 2018, o **Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE)** publicou a Nota Técnica 37/2018/DEE/CADE com sua análise sobre a estrutura do mercado de refino de petróleo nacional e preocupações concorrenciais com a posição dominante da Petrobras:

- alta concentração de mercado da Petrobras
 - (i) 98,2% da capacidade de refino;
 - (ii) 77,8% do mercado do mercado de petróleo;
 - (iii) 98,0% na exploração e produção de petróleo;
 - (iv) 51,0% da importação de derivados de petróleo; e
 - (v) 76,6% do mercado de GN.
- além de diversos episódios de abuso de poder de mercado pela empresa.

Segundo o CADE, a redução do poder de mercado da Petrobras se mostra como condição essencial para a promoção de um mercado concorrencial de derivados de petróleo.

Embora o plano de desinvestimentos da Petrobras vise primordialmente a reduzir a sua elevada alavancagem – com a alienação parcial de ativos de refino e logística referentes ao “Bloco do Nordeste” e “Bloco do Sul (reduzindo a participação da Petrobras nestes blocos para 40%) –, o plano foi visto pelo CADE como muito benéfico para a promoção da concorrência, porém recomendando a alienação total dos ativos do Bloco Nordeste e Sul, além da alienação de alguns ativos no Bloco Sudeste.



Em 11 de junho de 2019, foi firmado o **Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TC)** entre o CADE e a Petrobras, que definiu o compromisso de alienação de seis refinarias de petróleo, uma unidade de industrialização de xisto e uma unidade de produção de derivados.

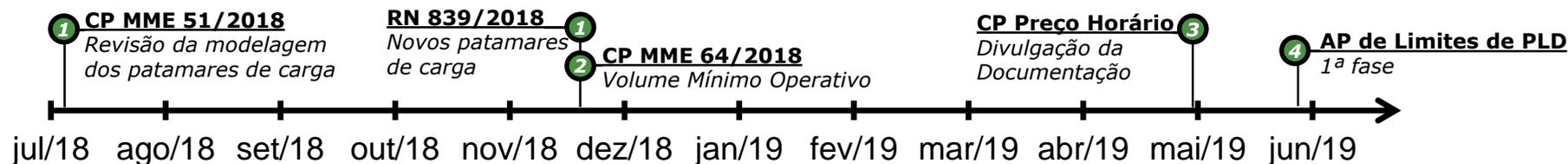
Em 8 de julho de 2019, foi firmado um segundo TC visando à abertura do mercado brasileiro de gás natural com a redução da participação societária da Petrobras nos seguintes ativos:

1. Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para 10%;
2. Transportadora Associada de Gás (TAG) para 10%;
3. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) para 51%; e
4. Petrobras Gás (Gaspetro) para 51%.

Este TC também estabelece que a Petrobras:

1. abra mão de sua exclusividade como carregadora inicial nos serviços de transporte vigentes;
2. promova o acesso livre de terceiros aos sistemas de escoamento e unidades de processamento de gás natural;
3. realize processo competitivo para o arrendamento do *Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos*; e
4. não contrate novos volumes de Gás Natural.

Mudanças nos Modelos de Otimização (1 de 2)



Em 2018 e 2019 foram observadas quatro grandes mudanças a serem consideradas nos Modelos de Otimização:

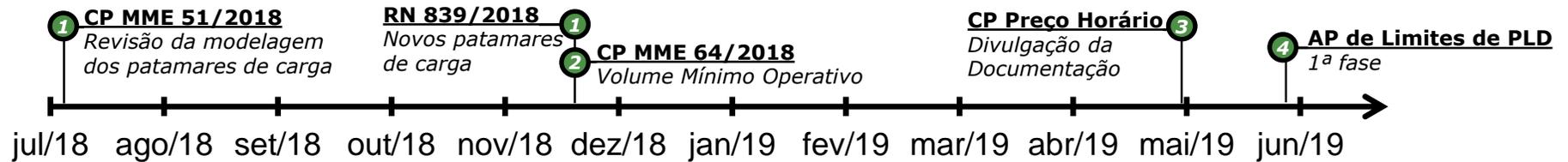
- 1 Revisão dos patamares de carga** – Foi revista a metodologia de definição da carga nos subsistemas do SIN, conforme Relatório Técnico da CPAMP relativo ao Aprimoramento de Representação dos Patamares de Carga na cadeia de modelos computacionais do setor elétrico. O estudo não apenas alterou as profundidades e durações de cada patamares de carga, mas também avaliou a real coerência da utilização de apenas três patamares (pesado, médio e leve) e analisou a distribuição destes ao longo das horas dos dias de cada mês. A proposta culminou na **Resolução Normativa 839/2018**, que estabeleceu os patamares de carga abaixo:

Tabela 3 - Intervalos horários de patamares de carga

Patamar de Carga	Maio a Agosto		Abril, Setembro e Outubro		Novembro a Março	
	2ª a 6ª Feira	Sáb, Dom e Feriados	2ª a 6ª Feira	Sáb, Dom e Feriados	2ª a 6ª Feira	Sáb, Dom e Feriados
Leve	1h às 7h	1h às 18h 23h às 24h	1h às 8h	1h às 18h 23h às 24h	1h às 8h	1h às 20h 24h
Média	8h às 10h 23h às 24h	19h às 22h	9h às 10h 21h às 24h	19h às 22h	9h às 10h 19h às 24h	21h às 23h
Pesada	11h às 22h	-	11h às 20h	-	11h às 18h	-

Fonte: Submódulo 5.5 dos Procedimentos de rede (ONS).

- 2 Volume Mínimo Operativo** – Na reunião da CMSE de 05/set/2018, o ONS manifestou a importância do uso de restrições de Volume Mínimo Operativo nos modelos computacionais. O assunto foi tratado nas reuniões da CPAMP dos dias 26/set e 03/out de 2018, e a proposta foi apresentada na CP do MME 64/2018.



Em 2018 e 2019 foram observadas quatro grandes mudanças a serem consideradas nos Modelos de Otimização:

3 Preço Horário – Em 20 de novembro de 2017 foi divulgado o relatório sobre a implantação do preço horário (conforme avaliado na Edição 12 do Programa Energia Transparente [disponível aqui](#)). Com vistas a implantação da metodologia a partir de 2020, a CCEE e o ONS iniciaram a divulgação da operação “sombra” considerando a discretização horária em abril de 2018. Além disso, em 30 de abril de 2019 foi divulgada a documentação técnica do grupo de trabalho da CPAMP acerca da precificação horária na **Consulta Pública 71/2019 do MME**; e

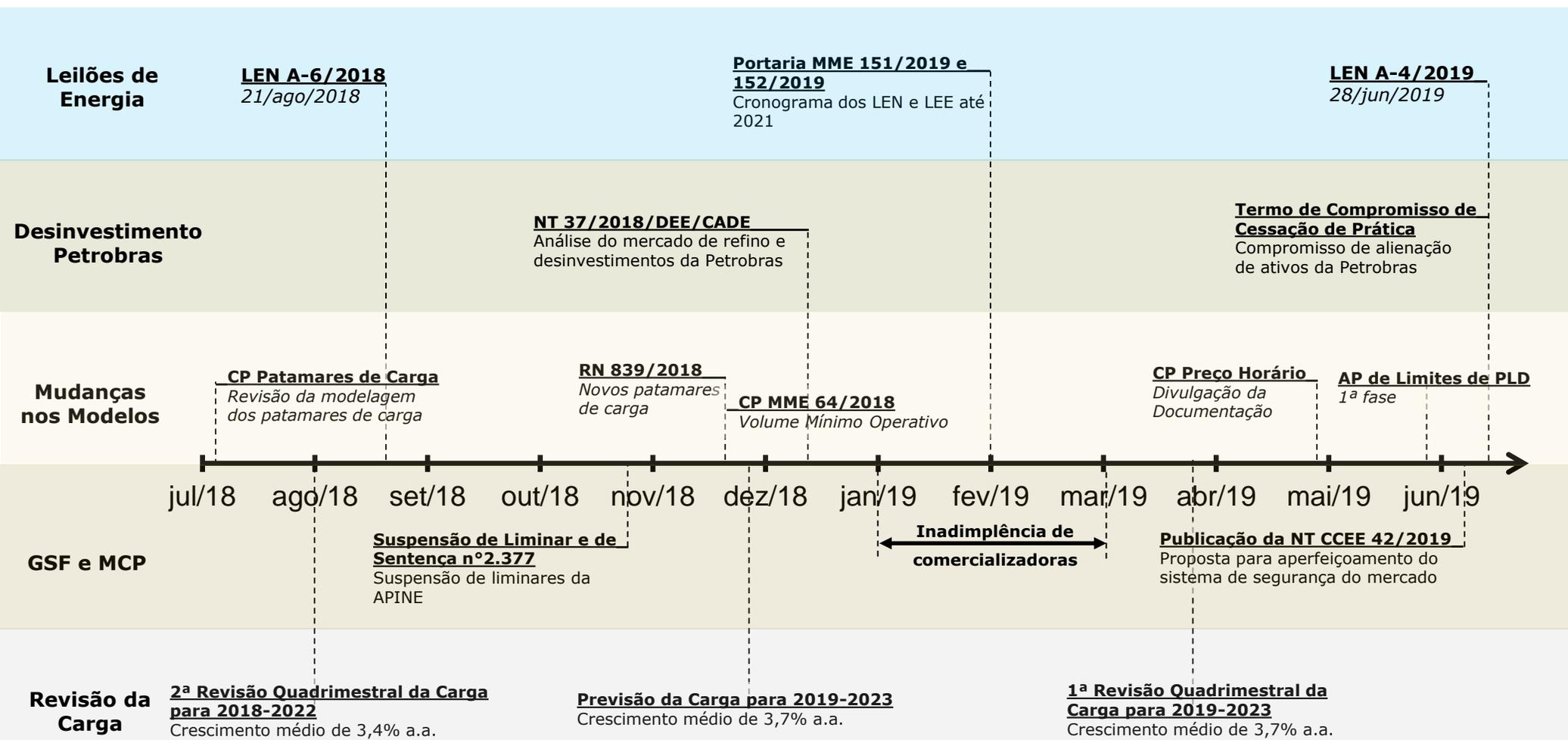
4 Limites de PLD – em 28 de maio de 2019 foi aberta uma Audiência Pública pela Aneel sobre a revisão da metodologia de definição dos limites máximos e mínimos do PLD. Conforme observa-se no relatório de análise de impacto regulatório 4/2019 disponibilizado na **AP 22/2019**, foram avaliados:

1. PLD Máximo: a definição de um PLD máximo no Brasil está intimamente associada à períodos de adversidades de recursos hídricos, que podem se manter por meses consecutivos, necessitando de mecanismos para proteger o mercado destas situações prolongadas de escassez. Duas alternativas foram avaliadas para definição do teto para o PLD:

- Manutenção da metodologia atual de um PLD máximo (atualmente de 513,89/MWh); e
- Adoção de dois limites máximos de PLD estrutural e conjuntural (considerando implementação do preço horário).

2. PLD Mínimo: propôs-se a adoção da Receita Anual de Geração das hidrelétricas no regime de cotas ou o custo marginal de Itaipu.

Linha do Tempo (julho de 2018 a junho de 2019)



Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

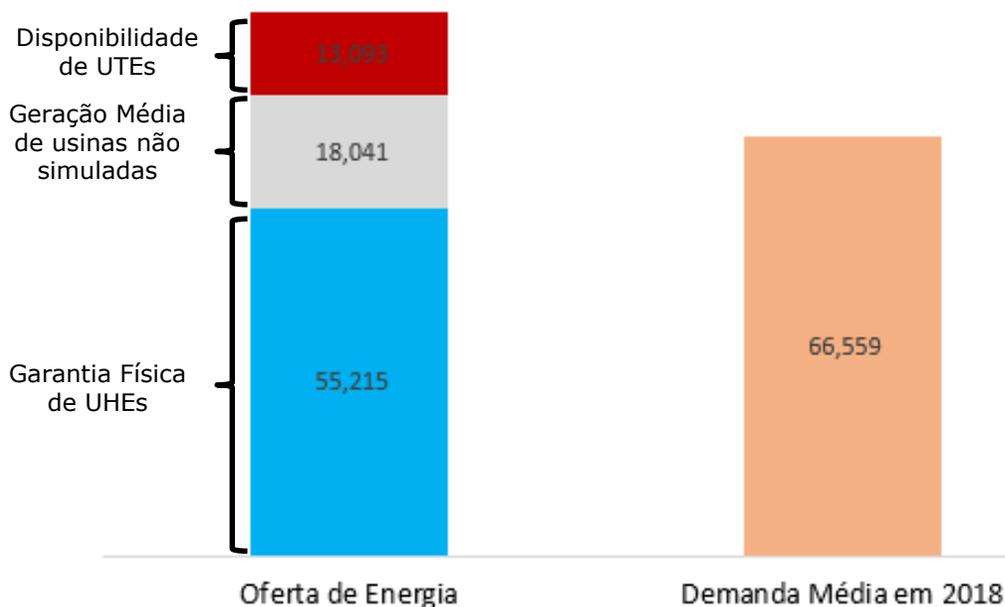
Questões do Ano

Balanço Estrutural

Condições de atendimento para 2018

A **Garantia Física*** das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente soma cerca de 55,2 GW médios que, conjuntamente com a **disponibilidade das usinas térmicas**** de cerca de 18 GW médios e a **geração média não despachada centralizadamente***** de cerca de 13 GW médios, seriam suficientes para o atendimento da demanda se considerarmos o ano de 2018.

Figura 12 - Balanço estrutural



Fonte: Deck de dados de entrada do PMO de julho de 2019 (ONS), Banco de Informações de Geração (Aneel) e Revisão Ordinária da Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas (EPE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

* A **Garantia Física** é a valoração da quantidade de energia elétrica que uma usina consegue produzir dado um critério de suprimento. O montante foi obtido por meio do levantamento das usinas hidrelétricas consideradas no planejamento operacional para o despacho térmico (PMO de julho/2018) e dos valores de Garantia Física atribuídos a cada usina.

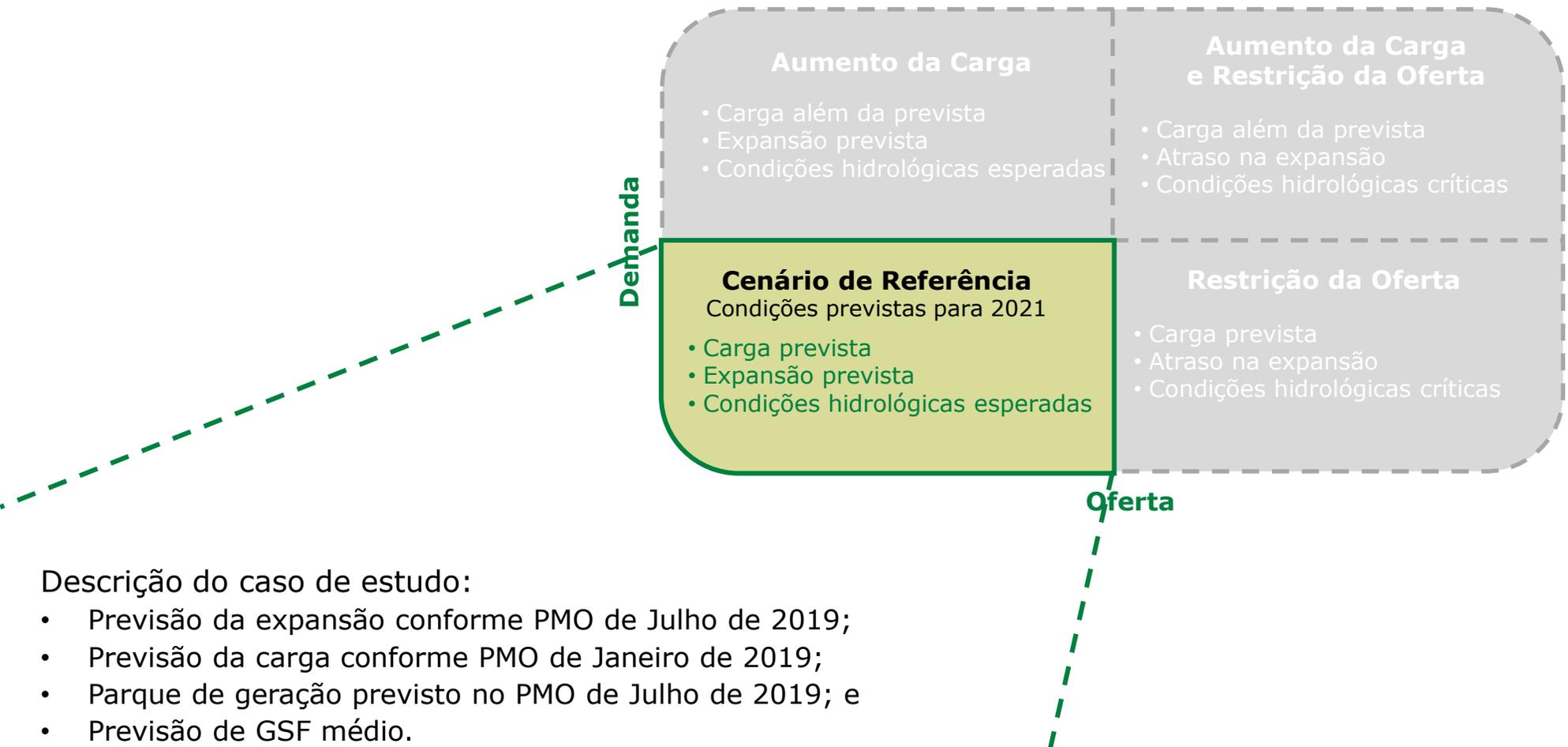
** A **disponibilidade máxima** das usinas térmicas despachadas centralizadamente (descritas no PMO de maio/2018) foi obtida considerando-se a capacidade instalada de cada gerador e suas respectivas "Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada" (TEIFs) e "Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Programada" (IPs).

*** A **geração média** não despachada centralizadamente foi apurada por meio da previsão da geração composta pelas usinas não simuladas no deck de dados do Newave de janeiro de 2018.

Uma análise do balanço estrutural considerando a disponibilidade da geração foi realizada considerando-se quatro cenários e comparando-a com a carga de energia prevista.

Demanda	Aumento da Carga <ul style="list-style-type: none">• Carga além da prevista• Expansão prevista• Condições hidrológicas esperadas	Aumento da Carga e Restrição da Oferta <ul style="list-style-type: none">• Carga além da prevista• Atraso na expansão• Condições hidrológicas críticas
	Cenário de Referência Condições previstas para 2021 <ul style="list-style-type: none">• Carga prevista• Expansão prevista• Condições hidrológicas esperadas	Restrição da Oferta <ul style="list-style-type: none">• Carga prevista• Atraso na expansão• Condições hidrológicas críticas
	Oferta	

O horizonte de estudo escolhido foi 2019-2022, período com manobra de contratação limitada por não abranger o intervalo de tempo necessário para os Leilões de Energia Nova A-3.

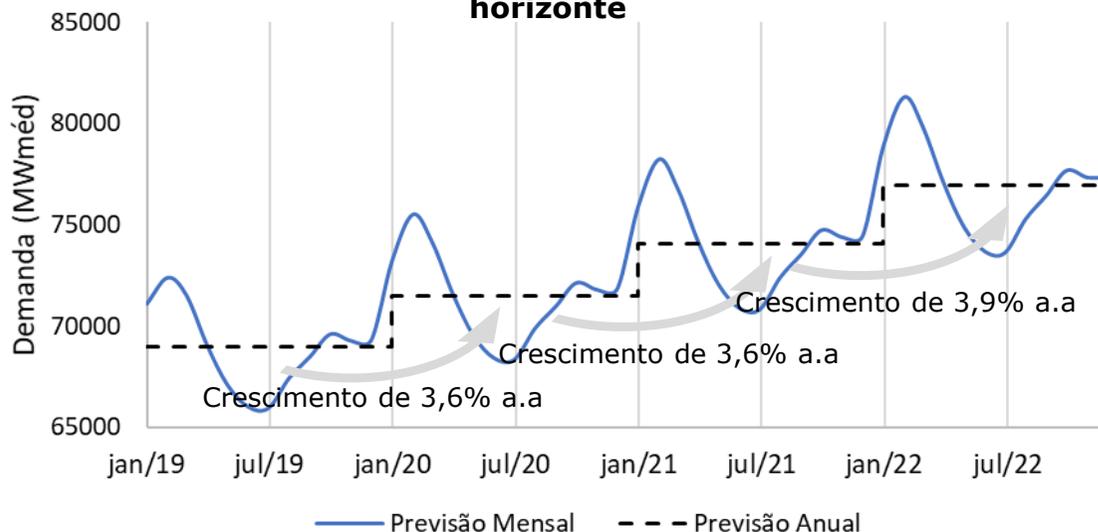


Descrição do caso de estudo:

- Previsão da expansão conforme PMO de Julho de 2019;
- Previsão da carga conforme PMO de Janeiro de 2019;
- Parque de geração previsto no PMO de Julho de 2019; e
- Previsão de GSF médio.

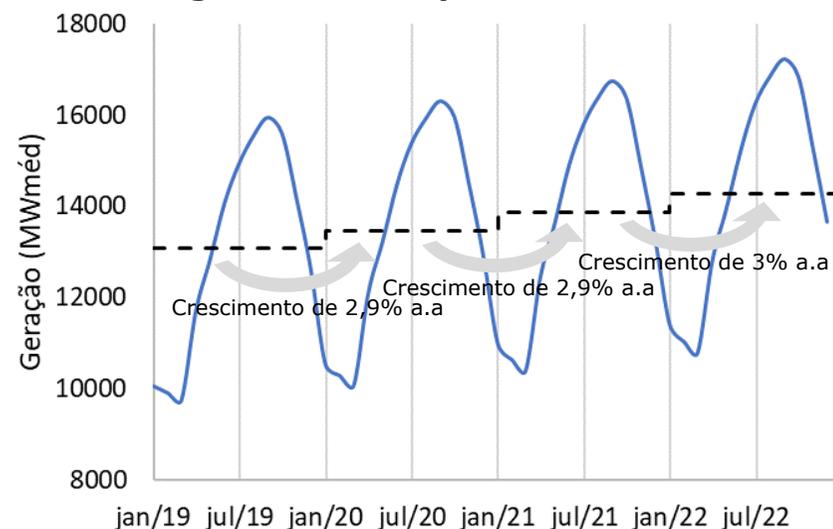
A projeção de carga para Cenário de Referência considerando o PMO de janeiro de 2019 assume que, no horizonte de 2019 a 2022, haverá um crescimento médio de 3,72% ao ano.

Figura 13 - Previsão de carga de energia para o horizonte



Usinas não simuladas individualmente foram incorporadas como um abatimento direto da carga.

Figura 14 - Geração de outras usinas



Fonte: Deck de dados de entrada do PMO de janeiro de 2019 (ONS).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Considerou-se a entrada de nove usinas termelétricas e duas usinas hidrelétricas (além da entrada de quatro máquinas da UHE Belo Monte e uma máquina da UHE Colíder) até 2022.

Tabela 4 - Entrada de UHEs

Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Capacidade
ALTA	Colíder	set/2019	100,0 MW
ALTA	Belo Monte	set/2019	2444,0 MW
ALTA	Sinop	out/2019	300,0 MW
ALTA	Tibagi Montante	fev/2020	36,0 MW

Tabela 5 - Entrada de UTEs

Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Capacidade
ALTA	Pampa Sul	ago/2019	345,0
ALTA	Porto de Sergipe I	jan/2020	1515,6
ALTA	Predilecta	fev/2020	5,0
ALTA	Novo tempo	jan/2021	1299,0
MÉDIA	Onça Pintada	nov/2020	50,0
MÉDIA	Pecem II	Jun/2021	143,1
MÉDIA	Termoirapé I	Jul/2021	50,0
MÉDIA	Oeste de Canoas 1	Jul/2021	5,54
MÉDIA	Cambará	Abr/2022	50,0

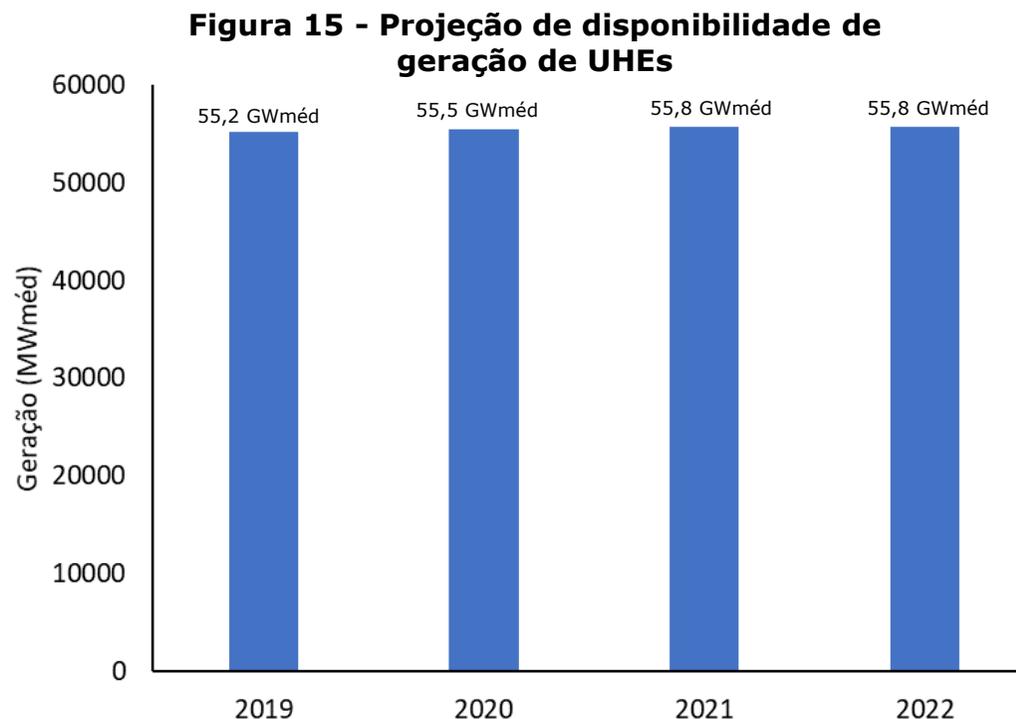
Uma vez que optou-se por uma discretização anual, considerou-se a disponibilidade de geração para cada ano **proporcional ao número de meses em que a máquina geradora/usina ficou disponível** no ano.

Por exemplo, a Usina Térmica Pampa Sul possui disponibilidade de 269 MW_{méd}. Considerando-se a entrada em operação da usina em ago/2019, ela ficou disponível sete meses no ano de 2019. Assim, atribuiu-se uma disponibilidade de 156,9 MW_{méd} para 2019 e uma disponibilidade de 269 MW_{méd} para os demais anos.

Fontes: Deck de dados de entrada do PMO de julho de 2019 (ONS) e Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração (Aneel).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

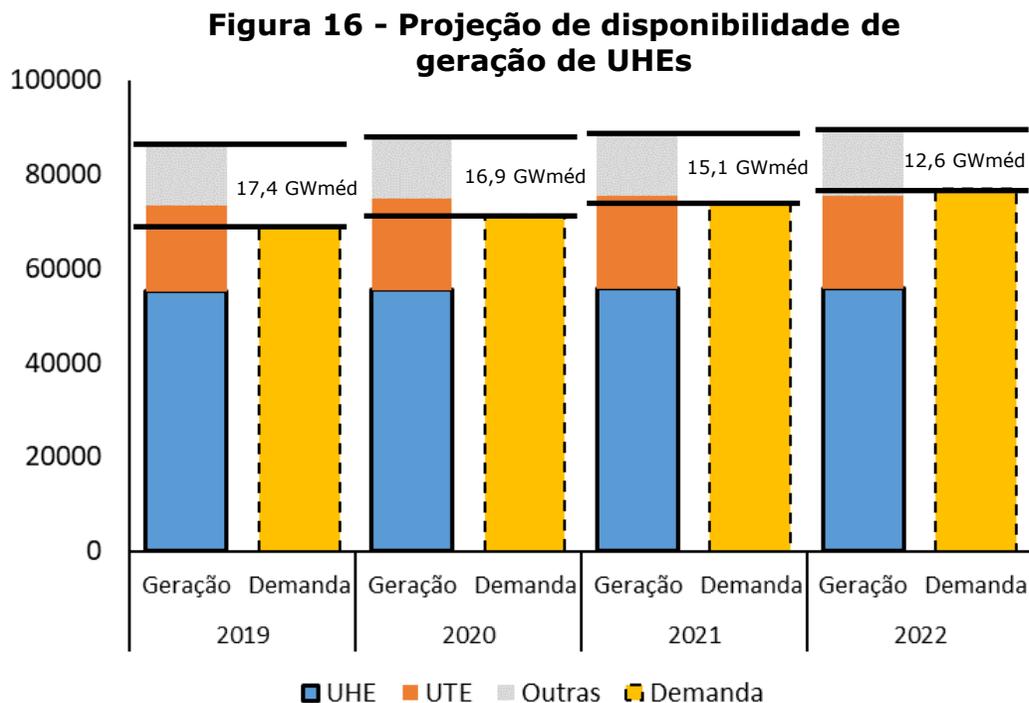
Assim, assumindo-se que a disponibilidade hídrica seja igual à soma das Garantias Físicas das hidrelétricas existentes e a expansão de hidrelétricas, definiu-se a projeção de disponibilidade de UHEs.



Fontes: Deck de dados de entrada do PMO de julho de 2019 (ONS).

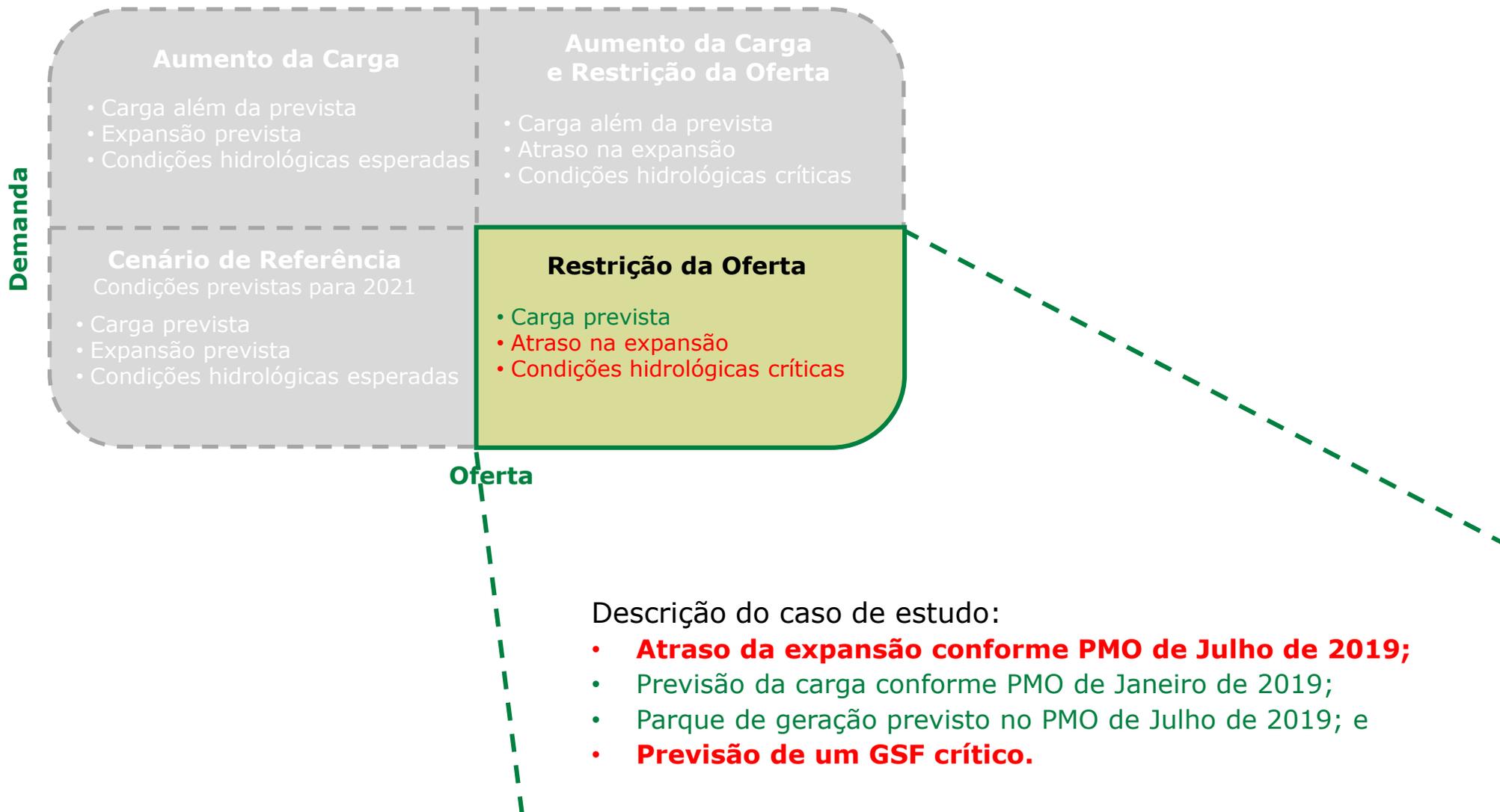
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Considerando-se os quatro anos do horizonte de estudo, observa-se que a disponibilidade de geração de energia supera a demanda projetada em cerca de 15,5 GWméd.



* A memória de cálculo da metodologia utilizada é apresentada na 12ª edição do Programa Energia Transparente, [disponível aqui](#).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.



Cenário de Restrição da Oferta

Atraso de Usinas



A incorporação de atraso na implantação nas Usinas Hidrelétricas e Termelétricas foi feito com base na classificação de viabilidade de implantação de usinas feita pela Aneel.

Tabela 6 - Cenários de atraso

Viabilidade	Descrição	Atraso
ALTA	Licença ambiental vigente e obras civis em andamento	6 meses
MÉDIA	Obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado	12 meses
BAIXA	Usinas com suspensão do licenciamento ambiental ou inviabilidade ambiental, processo de revogação em análise, demandas judiciais ou problemas graves	24 meses

Tabela 7 - Novo Cenário de Expansão

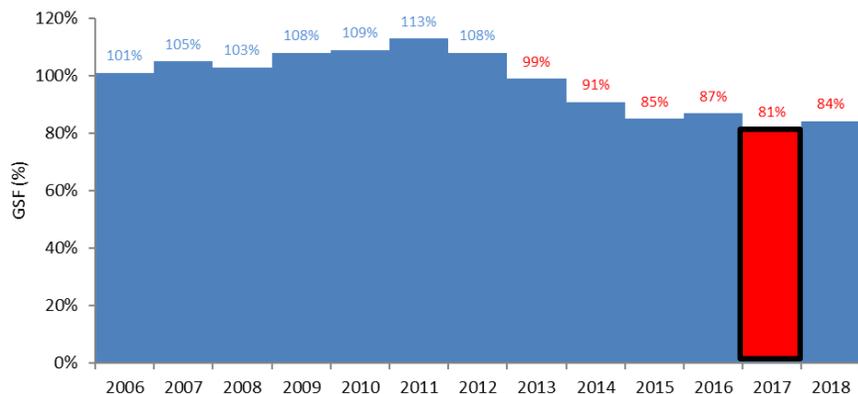
Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Capacidade		Nova Data de Entrada
ALTA	Colíder	set/2019	100 MW		mar/2020
ALTA	Belo Monte	set/2019	2444 MW		mar/2020
ALTA	Sinop	out/2019	300 MW		abr/2020
ALTA	Tibagi Montante	fev/2020	36 MW		ago/2020
ALTA	Pampa Sul	ago/2019	345		fev/2020
ALTA	Porto de Sergipe I	jan/2020	1515,6		jul/2020
ALTA	Predilecta	fev/2020	5		ago/2020
ALTA	Novo tempo	jan/2021	1299		jul/2021
MÉDIA	Onça Pintada	nov/2020	50		nov/2021
MÉDIA	Pecem II	jun/2021	143,1		jun/2022
MÉDIA	Termoirapé I	jul/2021	50	jul/2022	
MÉDIA	Oeste de Canoas 1	jul/2021	5,54	jul/2022	
MÉDIA	Cambará	abr/2022	50	abr/2023	

Fontes: Deck de dados de entrada do PMO de julho de 2019 (ONS) e Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração (Aneel).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

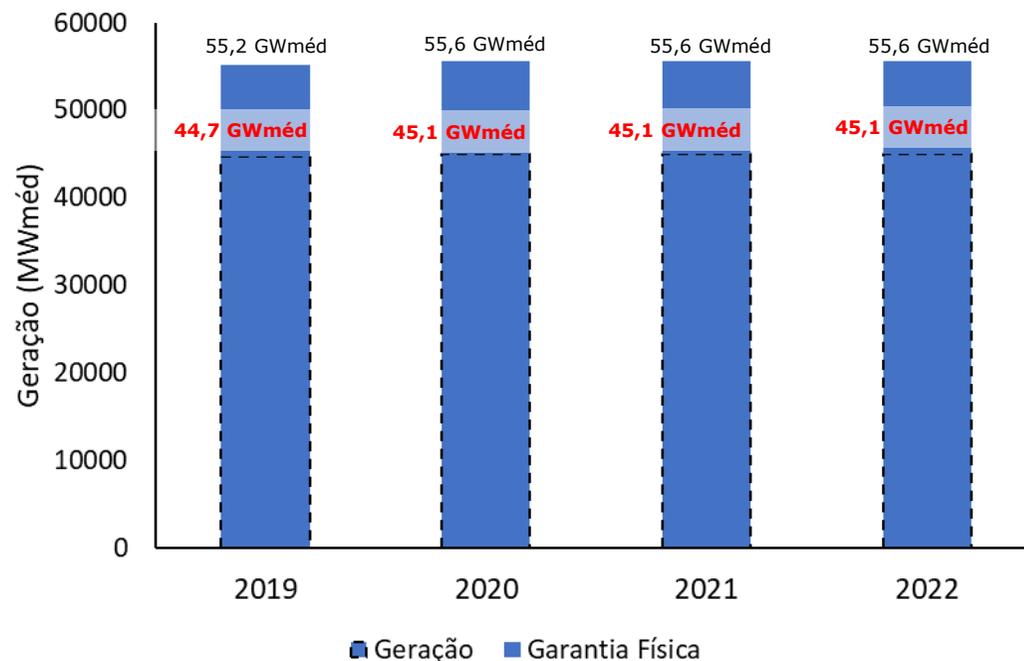
A fim de se avaliar a disponibilidade de geração hidrelétrica no cenário de restrição de oferta, foi utilizado o **pior ano de GSF** observado em 2017 (81%).

Figura 17 - Histórico de GSF

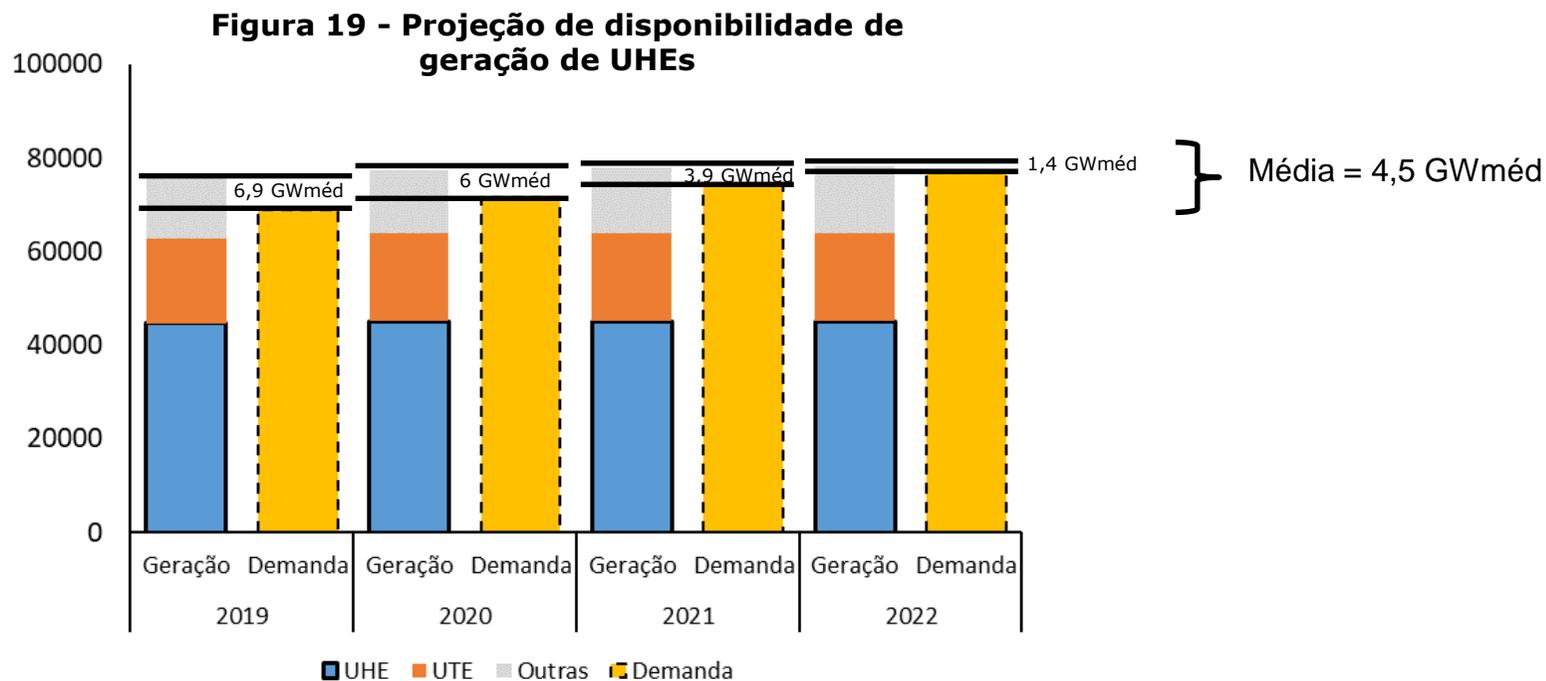


Fonte: InfoPLD de maio de 2019 (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 18 - Nova projeção de disponibilidade de geração de UHEs para o Cenário "Oferta"



Com o novo cenário de oferta de energia, houve redução significativa – em comparação com o cenário de referência – da sobra de disponibilidade de geração de energia média de **15,5 GWméd** para **4,5 GWméd** no período 2019 – 2022. Esta diferença se deu, principalmente, devido à redução do recurso de UHEs com a inserção de um GSF crítico.



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Descrição do caso de estudo:

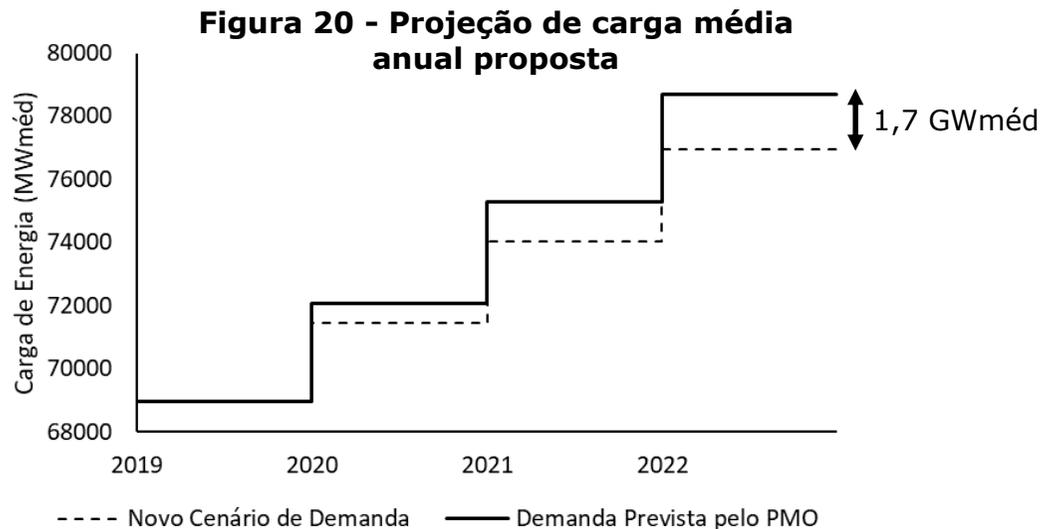
- Previsão da expansão conforme PMO de Julho de 2019;
- **Aumento da carga acima da previsão do PMO de Jan/2019;**
- Parque de geração previsto no PMO de Julho de 2019; e
- Previsão de GSF médio.



No novo cenário de aumento de demanda considerou-se uma taxa de crescimento de 4,5% (superior à taxa de crescimento prevista no PMO de julho de 2019).

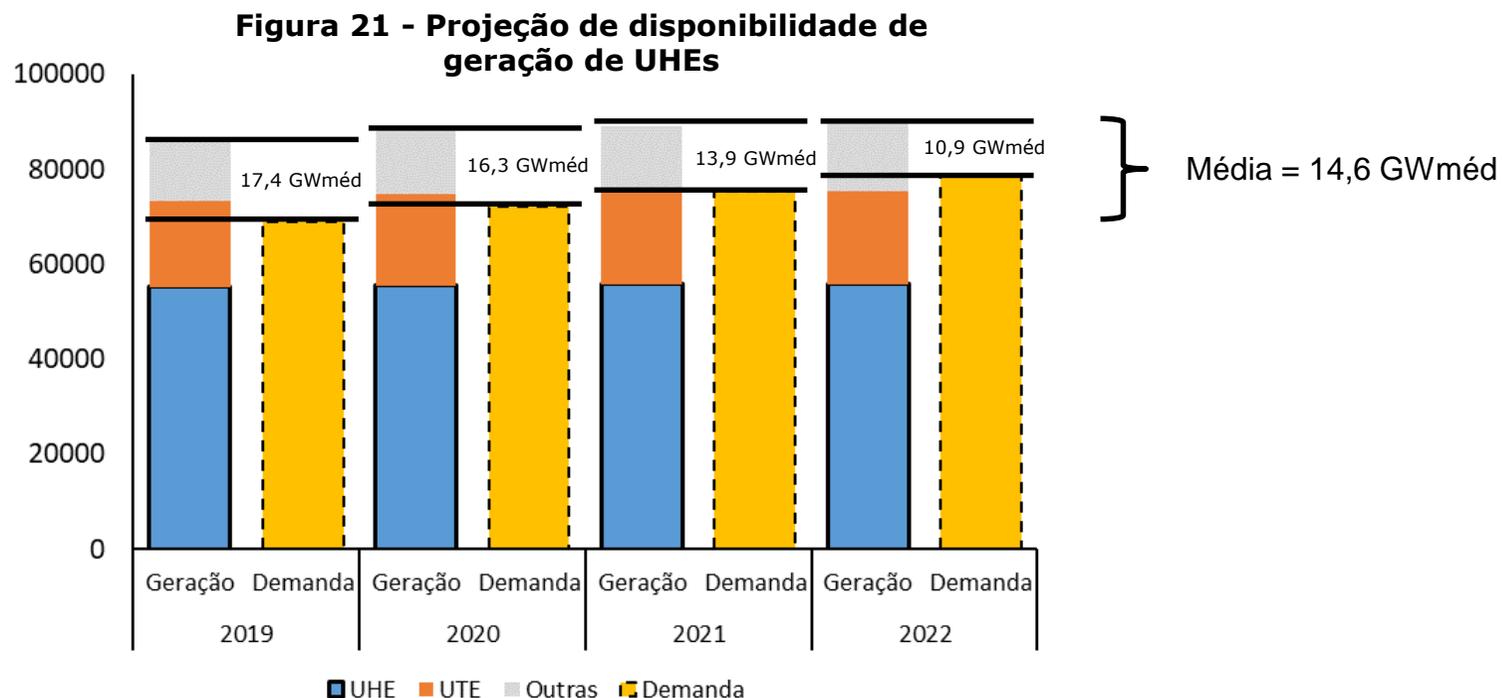
Tabela 8 - Taxa de crescimento da carga de energia proposta (% ao ano)

	Taxa de crescimento anual (PMO)	Nova taxa de crescimento
2020	3,63%	4,50%
2021	3,60%	4,50%
2022	3,94%	4,50%



O novo cenário de demanda considera uma carga de energia **1,7 GW médio maior** em 2022.

Com a nova projeção de carga, houve uma redução – em comparação com o cenário de referência – da sobra de disponibilidade de geração de energia média de **15,5 GWméd para 14,6 GWméd** no período 2019 – 2022.



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Cenários de Estudo de 2019-2022

Aumento da Carga e Restrição da Oferta

Descrição do caso de estudo:

- **Atraso da expansão com base no PMO de Julho de 2019;**
- **Aumento da carga acima da previsão do PMO de Janeiro de 2019;**
- **Previsão de um GSF crítico.**

Demanda

Oferta

Aumento da Carga

- Carga além da prevista
- Expansão prevista
- Condições hidrológicas esperadas

Aumento da Carga e Restrição da Oferta

- Carga além da prevista
- Atraso na expansão
- Condições hidrológicas críticas

Cenário de Referência

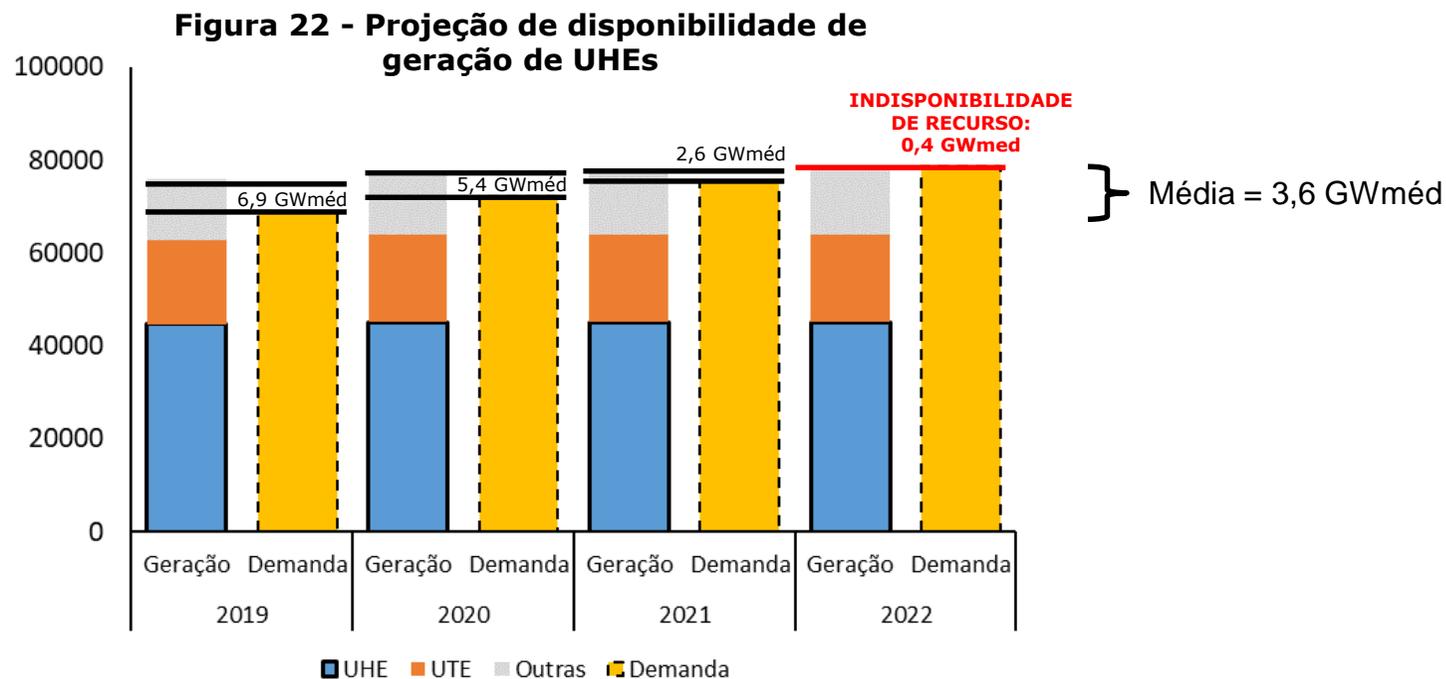
Condições previstas para 2021

- Carga prevista
- Expansão prevista
- Condições hidrológicas esperadas

Restrição da Oferta

- Carga prevista
- Atraso na expansão
- Condições hidrológicas críticas

Com a inclusão de ambos os fatores, observa-se um excesso de geração de 4,9 GWmédios até 2021. Apesar disso, neste pior cenário do estudo, prevê-se uma **indisponibilidade de recursos de 0,4 GWmédios em 2022**.



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Observou-se a possibilidade de **ocorrência de déficit apenas no cenário de maior estresse** (cenário “Ambos” da tabela abaixo) **com baixa intensidade: 0,46% da Carga.**

Tabela 9 - Previsão de sobra de disponibilidade de geração para os casos de estudo (MWMéd)

	2019		2020		2021		2022	
	MWméd	% da Carga						
Referência	17.399	25,23%	16.874	23,62%	15.131	20,44%	12.657	16,45%
Aumento da Carga	17.399	25,23%	16.275	22,59%	13.859	18,41%	10.912	13,87%
Restrição de Oferta	6.909	10,02%	5.966	8,35%	3.859	5,21%	1.386	1,80%
Ambos	6.909	10,02%	5.367	7,45%	2.587	3,44%	-359	-0,46%

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

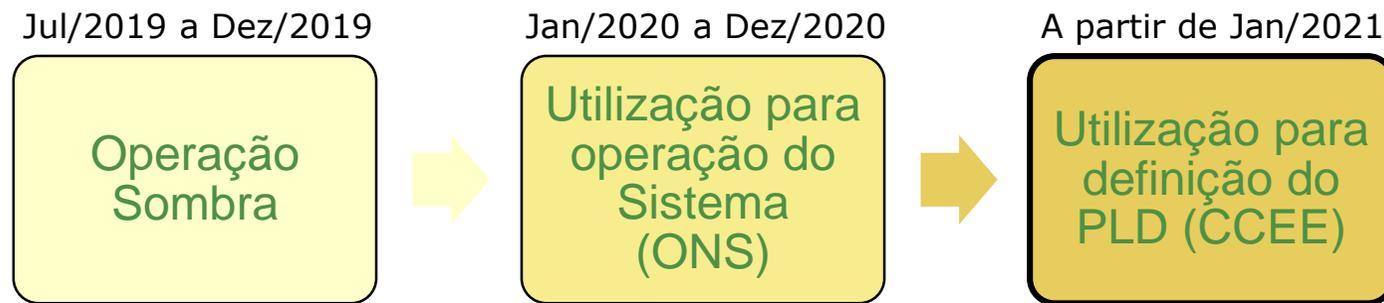
Questões do Ano

No dia 30 de julho de 2019, o MME aprovou as propostas formuladas pela CPAMP que definiram:

1. A utilização do Modelo DESSEM na programação da operação; e
2. A adoção de uma **precificação horária** para as liquidações de diferenças no mercado de energia.

Este conjunto de aprimoramentos será implantado em três fases:

Figura 23 – Cronograma de implantação da precificação horária



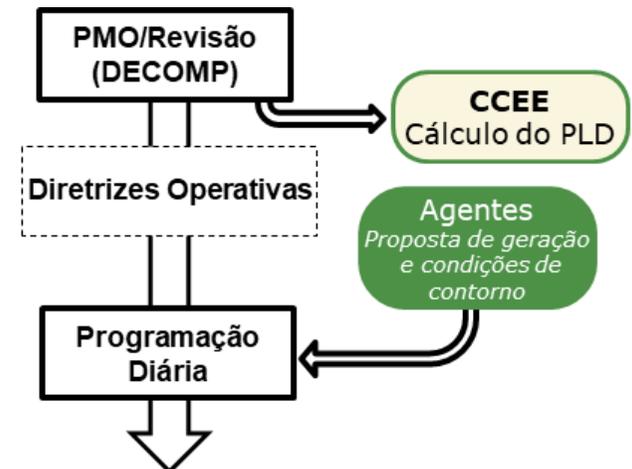
*A discussão da implementação de uma **Precificação Horária** para o mercado de energia é de longa data, sendo iniciada há 20 anos com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB). Em 2017, a proposta da implantação de um mecanismo que valorasse a energia discretizada por hora foi reapresentada pelo Ministério de Minas e Energia com a CP 33/2017, que previa como data de implantação do mecanismo 1º de janeiro de 2020.*

Atualmente, tanto a **programação diária da operação** quanto a **formação de preço** são feitas com base nas revisões semanais do Programa Mensal da Operação (PMO), resultante do **acoplamento da simulação do NEWAVE com o DECOMP**.

A programação diária da operação leva em conta o despacho indicativo do PMO, as propostas de geração de cada agente e as condições operativas das usinas.

Devido à característica de **acoplamento temporal** do planejamento energético (vide descrição na [11ª Edição do PET](#)), os modelos hidrotérmicos do setor elétrico **precisam de planejamentos com períodos de estudo mais longos**. Desta forma, é utilizado o NEWAVE, que faz a otimização do despacho do SIN com horizonte de cinco anos, considerando representação agregada por subsistemas. Como resultado, é criada a chamada "**Função de Custo Futuro**", que discrimina um "valor da água", valorada à última termelétrica acionada para atendimento da carga. A partir desta função de custo futuro, o DECOMP desagrega a geração por subsistema para cada usina hidrelétrica individual, com horizonte de dois meses (primeiro mês determinístico com granularidade temporal semanal e segundo mês estocástico com base em uma abertura de cenários).

Figura 24 - Processo de programação diária atual



Despachos e fluxos para o dia seguinte (de meia em meia hora)

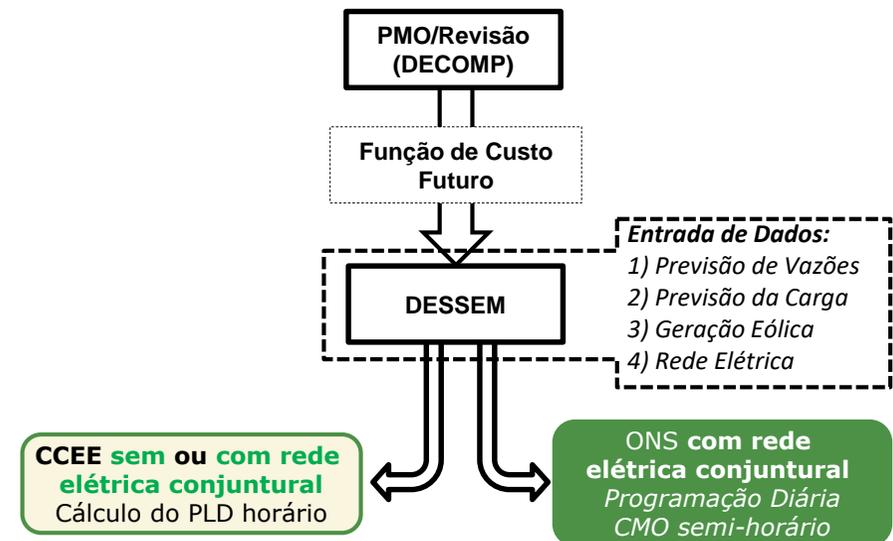
Fonte: Implantação do DESSEM nas atividades de programação da operação e formação de preço horário - METODOLOGIA (CPAMP).

O acoplamento do DESSEM com a cadeia de modelos atualmente utilizada no setor será por meio:

1. da consulta da Função de Custo Futuro do DECOMP, que por sua vez considera a Função de Custo Futuro do NEWAVE; ou
2. do uso complementar da Função de Custo Futuro do DECOMP com o atendimento de metas de níveis de reservatório a serem definidas nos dados de entrada do modelo.

A proposta é que os despachos indicativos do DESSEM sejam utilizados para a definição da programação diária da operação.

Figura 25 - Processo de programação diária atual



Fonte: Adaptado de Implantação do DESSEM nas atividades de programação da operação e formação de preço horário - METODOLOGIA (CPAMP).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

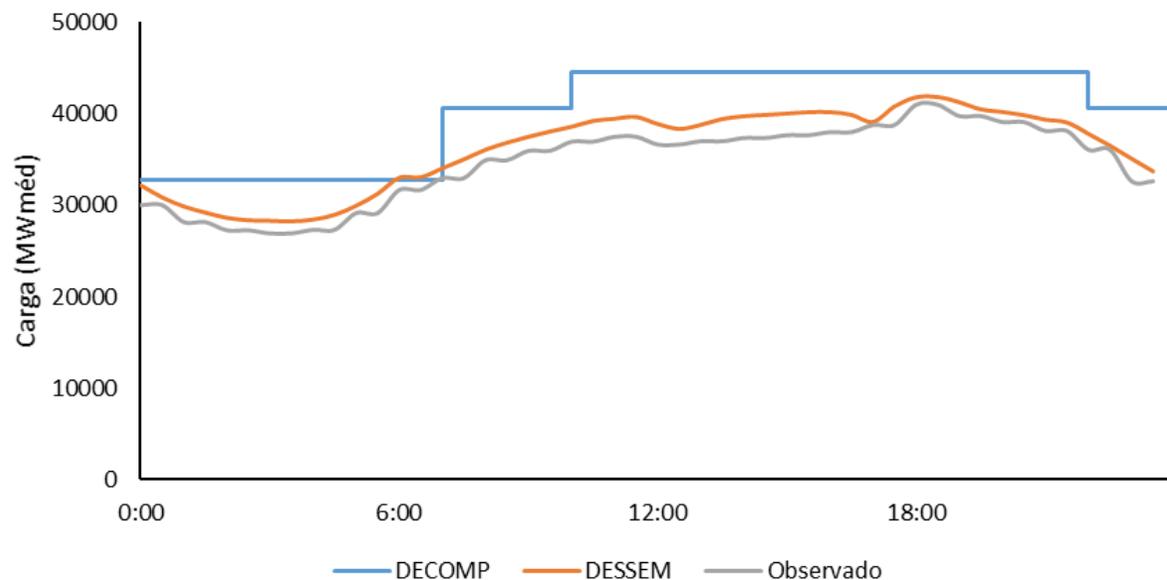
Novas restrições incorporadas ao DESSEM

Representação da carga bruta e geração de outras usinas

Como observado anteriormente, uma característica do Modelo DESSEM é a possibilidade de discretização das restrições (dados de entrada) do sistema hidrotérmico por períodos de meia hora. Haveria, assim, um ganho na capacidade de representação do modelo, aproximando os valores de entrada **projetados** dos **reais** para:

- carga de energia; e
- geração de **usinas não simuladas individualmente**.

Figura 26 - Representação da carga em horas SE/CO para o dia 05/06/2018



Fonte: Deck de Dados de Entrada do DECOMP – 1ª semana operativa e DESSEM – Preço Sombra com rede para o dia 05/06/2018 (CCEE), e Histórico da Operação (ONS).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Além disso, o modelo permite a incorporação de restrições de reserva de potência, estabelecendo percentuais mínimos de reserva girante nas usinas por área de controle.

O conjunto de usinas não simuladas individualmente abrange empreendimentos que não são despachados ou programados centralizadamente pelo ONS. O montante de geração de energia correspondente a estas usinas é declarado no conjunto de dados de entrada, sendo abatido da carga de energia.

Novas restrições incorporadas no DESSEM

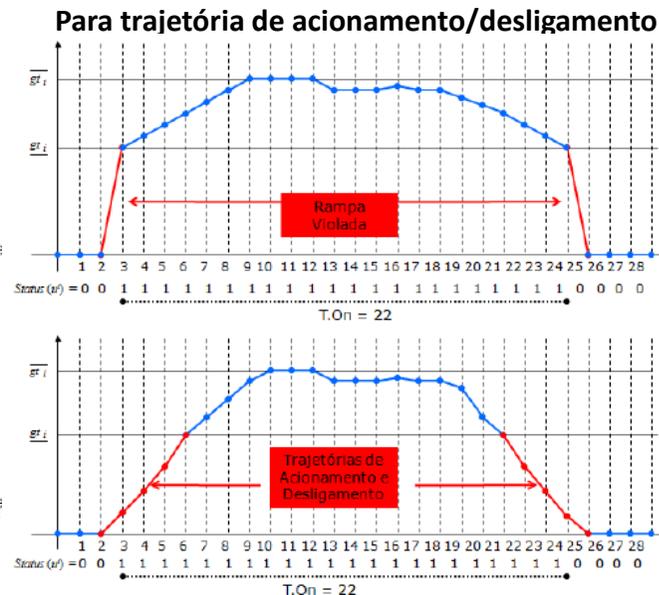
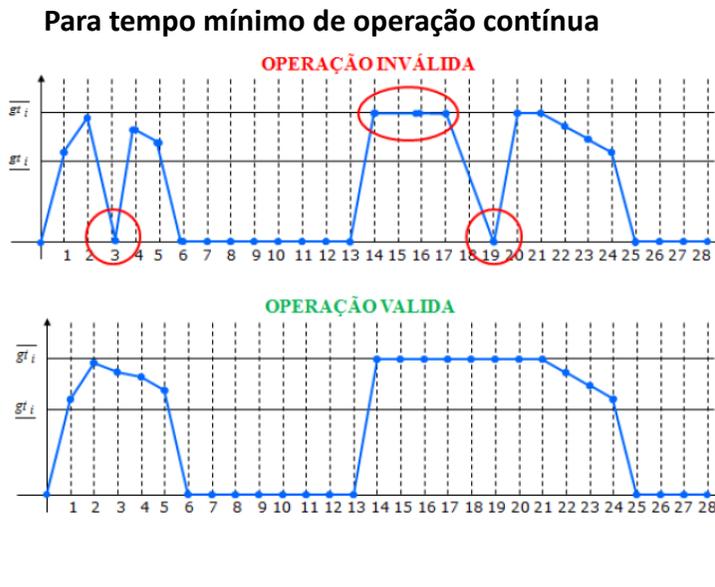
Sequenciamento cronológico intra-dia

Diferentemente do NEWAVE e do DECOMP, cuja representação temporal é feita por patamares (não temporalmente conectados), o DESSEM adota a representação horária das restrições considerando seu sequenciamento cronológico.

Desta forma, além de possibilitar uma maior granularização da operação das hidrelétricas (balanço hídrico nas usinas), o modelo permite a utilização de **restrições de unit commitment** para termelétricas.

As restrições de *unit commitment* consistem em requisitos operativos das máquinas de termelétricas, que por sua vez definem tanto uma trajetória de acionamento para desligamento devido a limitações no aquecimento ou no resfriamento da caldeira/câmara de combustão (atribuindo custos associados à estas operações) e tempo mínimo de operação/desligamento contínuo.

Figura 27 - Esquema ilustrativo de restrições de unit commitment



Segundo a CP 71/2019 do MME, ainda será realizado um estudo completo e conclusivo sobre a incorporação dos **custos de parada e partida** de UTEs.

O DESSEM permite a utilização de um **custo variável diferenciado para a rampa de acionamento e para a rampa de desligamento**. Ressalta-se, porém, que estes custos são tratados por variáveis constantes C_{cold} (para acionamento) e C_{hot} (para desligamento).

Fonte: Manual de Metodologia – Modelo DESSEM (CEPEL).

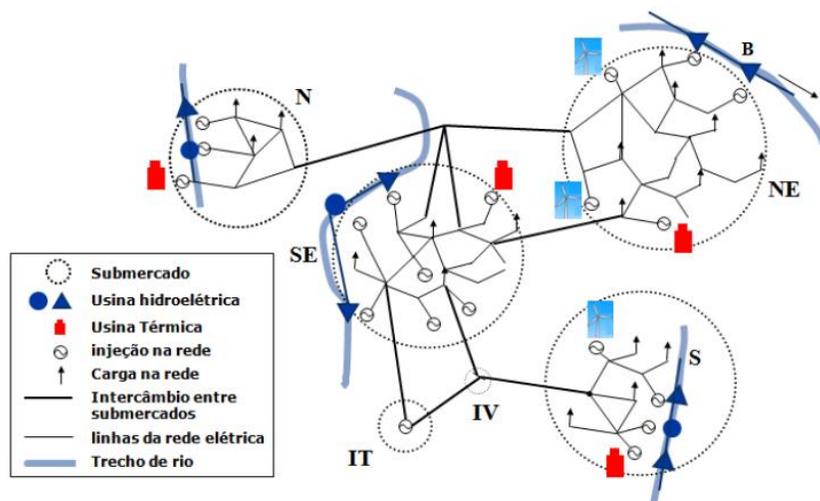
Novas restrições incorporadas no DESSEM

Modelagem do Fluxo de Potência DC (1/2)

Outra limitação nos modelos NEWAVE e DECOMP é a representação da rede por meio de limites máximos e mínimos de intercâmbio.

Já o DESSEM possibilita a representação da rede elétrica por meio de uma modelagem de **fluxo de potência DC** (ou fluxo de potência linearizado).

Figura 28 - Diagrama esquemático da representação da rede elétrica, usinas geradoras e trechos do rio no DESSEM



Fonte: Manual de Metodologia – Modelo DESSEM (CEPEL).

Os componentes da rede são representados pelas barras do sistema (que correspondem às subestações da rede elétrica). O fluxo de potência ativa F entre duas barras i e j , considerando a susceptância do circuito, é dado por:

$$\text{Fluxo} = \text{Tensão}_i \cdot \text{Tensão}_j \cdot \text{susceptância} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})$$

onde θ é a diferença angular entre as barras i e j .

A **linearização do fluxo** é possível quando se considera que: $\text{Tensão}_i = \text{Tensão}_j = 1 \text{ p.u.}$; $\text{sen}(\theta_{km}) = \theta_{km}$ e a susceptância = $1/\text{reatância}$. Com isso:

$$\overrightarrow{\text{Fluxo}} = B \cdot \overrightarrow{\theta}$$

onde $\overrightarrow{\text{Fluxo}}$ é o vetor de injeção de potência ativa, $\overrightarrow{\theta}$ é o vetor de ângulos das tensões nodais, e B é a matriz de susceptâncias da rede.

O DESSEM também permite o cálculo das perdas por meio do modelo de fluxo de potência DC utilizando uma aproximação linear por partes desta formulação.

Para o caso de estudo de 05/jun/2018, foram consideradas 6059 barras de carga, 688 barras de tensão controlada (PV fixo) e 6 barras de referência ($V\theta$ fixo).

Prevê-se que a programação da operação diária realizada pelo ONS considere a incorporação da rede, mas ainda não foi definida se esta componente também será considerada para a determinação do PLD horário. O tema está sendo avaliado na CP do MME 71/2019, que subsidiou a discussão com base em **algumas dimensões**:

Figura 29 - Análise comparativa da metodologia a ser utilizada

Critério	Métrica	Com rede	Sem rede
Qualidade do sinal econômico	Correlação	●	◐
	Aderência	●	◐
Encargos		●	◐
Volatilidade		◐	●
Previsibilidade		◐	●
Tempo computacional		○	●

Fonte: Decisões metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário (CEPEL).

Menor desempenho ○ ◐ ◑ ◒ ◓ Maior desempenho

Se, por um lado, a incorporação da rede proporciona melhores sinais de preços e aderência à operação (com redução dos encargos), haveria, por outro lado:

- aumento da volatilidade do PLD;
- aumento da complexidade dos estudos;
- aumento da imprevisibilidade dos resultados; e
- maior tempo computacional

As **dimensões** utilizadas no estudo abrangeram:

- 1. Correlação:** o grau de relacionamento (intensidade e sentido) entre o CMO em cada barra e o CMO calculado para o subsistema;
- 2. Aderência:** Os desvios entre o CMO em cada barra e o CMO calculado para o subsistema;
- 3. Encargos:** Redução dos encargos devido à redução dos desvios entre o planejamento e a operação;
- 4. Volatilidade:** Desvio padrão do CMO ao longo do tempo;
- 5. Previsibilidade:** Número de premissas adotadas em cada caso de estudo; e
- 6. Tempo computacional:** Tempo de processamento para a simulação de um caso.

Além disso, duas outras questões metodológicas envolvendo a utilização do DESSEM para definição da metodologia de precificação foram apresentadas:

- **Preço Zonal:** A estrutura do mercado de energia brasileiro estabelece que os preços de curto prazo são iguais para todas as barras de uma determinada zona, aqui dividida por submercados. Caso seja escolhida a definição do preço horário representando a rede, propôs-se a utilização de um CMO médio ponderado pela carga de cada barra que pertence em um mesmo submercado. Ressalta-se que a utilização de um custo marginal por zona limita sinalizações de restrições elétricas pontuais que devem ser consideradas no planejamento da expansão.
- **Preço da Hora Cheia:** Questionou-se também a compatibilização de um CMO definido em base semi-horária (discretização de 30 minutos) para definição de um preço horário. Até a divulgação da nota técnica “Decisões metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário” do Cepel, a CCEE utilizava o critério de média ponderada pelas variáveis de entrada de carga líquida (carga e geração das usinas não simuladas individualmente). Outras três propostas foram a utilização (i) da média simples; (ii) da média ponderada pela carga de cada meia hora; e (iii) do preço máximo das duas meias-horas.

Figura 30 - Análise comparativa da definição do preço da hora cheia

Critério	Métrica	Desempenho das alternativas (qualitativa)			
		Atual	Média Simples	Média Ponderada	Máximo
Qualidade do Sinal Econômico	ρ	○	●	●	◐
	Δ	○	●	●	◐
Encargos		◐	◐	◐	●
Volatilidade intra-diária		○	◐	◐	●

Fonte: Decisões metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário (CEPEL).

Diversos agentes manifestaram preocupação durante a CP 71/2019 quanto aos dados de entrada utilizados no DESSEM, como a carga (*"modelos satélites"*), vazões, usinas não simuladas, representação da rede e de restrições de *unit commitment*, e *reserva operativa*.

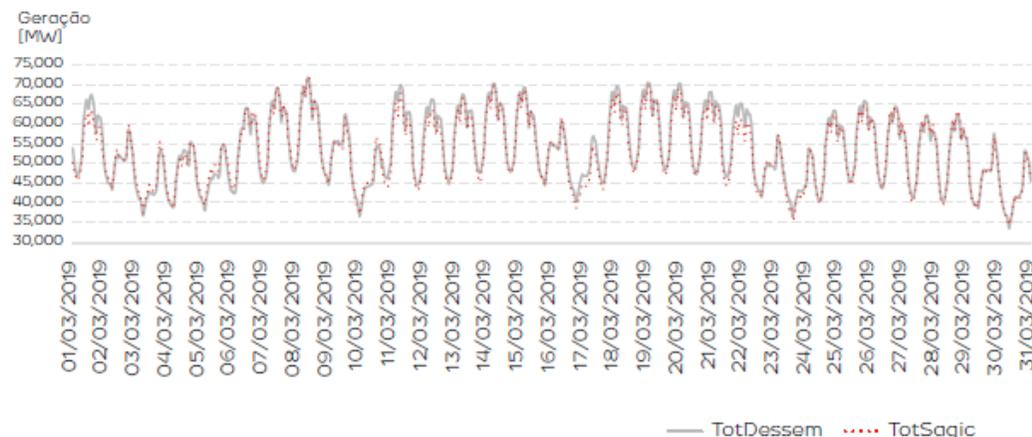
Várias entidades ressaltaram a necessidade de dar transparência e reprodutibilidade aos estudos de programação da operação visando, principalmente, a mitigar riscos de *insider trading* e manipulação de mercado.

Outras oportunidades/preocupações observadas dos diferentes stakeholders foram:

1. Modelagem sem a rede para definição do preço horário;
2. Críticas quanto à metodologia de validação e curto horizonte de estudo utilizados na NT da CPAMP;
3. Definição regulatória para as representações de *unit commitment* e do ressarcimento dos custos;
4. Impactos da precificação horária nos contratos firmados: MRE, CCEARs de eólicas, distribuidoras de energia, e na volatilidade do preço no mercado, com possíveis riscos de judicialização;
5. Priorização de outras questões do setor elétrico, com a postergação do preço horário;
6. Aumento do custo operacional das transações e volume de trabalho das equipes;
7. Alto tempo computacional da modelagem para os estudos com rede;
8. Viabilização de novos negócios (resposta da demanda, sistemas de armazenamento, entre outros);
9. Reavaliação dos limites de piso e teto aplicáveis ao PLD (AP 22/2019 da Aneel);
10. Eliminação das "heurísticas dos técnicos do ONS" na definição dos dados de entrada;
11. Plano de contingência (quando não é possível obter a solução do modelo no horário limite);
12. Adequação dos Procedimentos de Comercialização (CCEE) e dos Procedimentos de Rede (ONS); e
13. Disponibilização de plataforma centralizada para variáveis de input dos dados de entrada.

Durante a consulta pública, foi submetida a contribuição(*) "Preço Horário no Mercado de Energia". Uma das análises apresentadas no documento tratou dos impactos da utilização do Modelo DESSEM na geração hidrelétrica. Avaliando-se a **geração hidrelétrica global** indicada pelo resultado do DESSEM com a programação diária (sistema SAGIC do ONS) para o período de janeiro a março de 2019, "**não se encontrou nenhum padrão de diferenças como uma possível tendência de maiores desvios concentrados**", conforme observa-se na Figura 31.

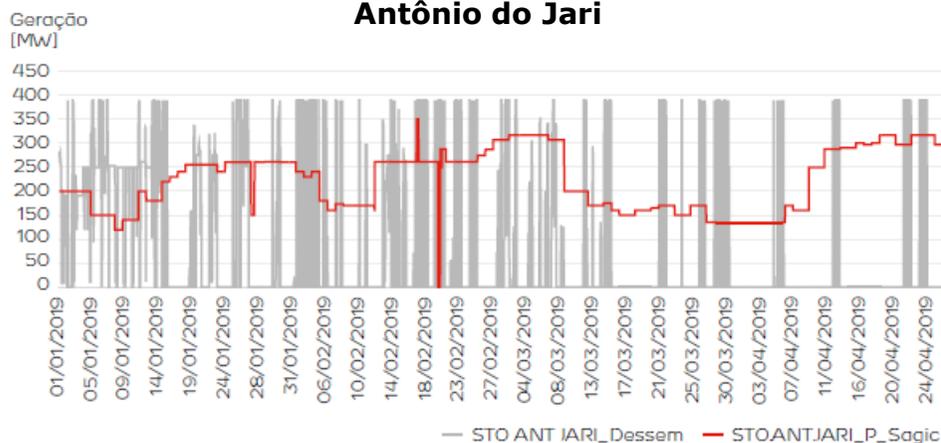
Figura 31 – Comparação da geração agregada



Fonte: Preço Horário no Mercado de Energia.

(*) Contribuição da EDP.

Figura 32 – Comparação da geração de Santo Antônio do Jari



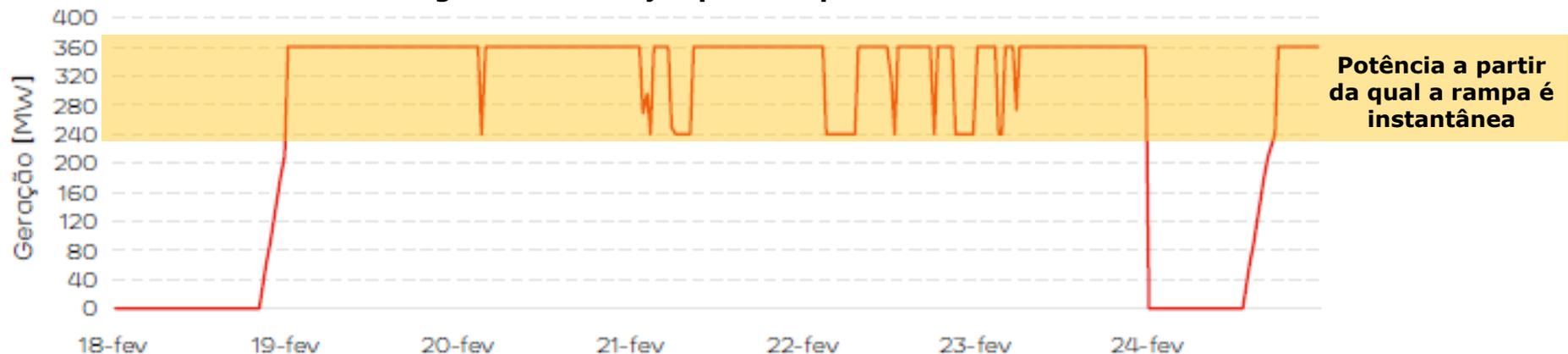
Fonte: Preço Horário no Mercado de Energia.

(*) Contribuição da EDP.

Porém quando é feita a **análise individualizada por usina**, principalmente quando é avaliada a Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, conforme Figura 32, a "**volatilidade de geração é bastante aumentada para o caso DESSEM, sendo frequente a variação da geração de 0 MW para 390 MW, e vice-versa**".

Também foi feita uma avaliação do impacto da metodologia atual do DESSEM em termelétricas. O que a EDP observou foi que **o DESSEM considera restrições de rampa de termelétricas apenas para o seu acionamento e desligamento**. Ou seja, a partir do momento que “uma máquina atingiu sua potência mínima, a princípio ela pode gerar sua potência máxima na etapa imediatamente posterior”. Este comportamento pode ser observado na geração prevista pelo DESSEM para a UTE Pecém I.

Figura 33 – Geração prevista para a UTE Pecém I



Fonte: Preço Horário no Mercado de Energia (EDP).

O documento também ressaltou alguns dias de singularidade nos quais **o modelo DESSEM não respeitou as restrições de *minimum downtime* e restrições de rampa de termelétricas**.

Observou-se que, com a introdução de novas restrições no modelo DESSEM, houve alterações significativas não apenas na programação da operação, mas também na própria precificação do mercado de curto prazo.

Além disso, visto que houve diversas mudanças na metodologia de definição dos casos de estudo da precificação horária, na qual a “versão estável” do DESSEM só foi implementada em janeiro de 2019, uma comparação do futuro da precificação horária válida mais factível apenas **englobaria o 1º semestre de 2019** (período predominantemente úmido). Assim, uma pergunta a ser feita neste contexto é:

Haverá uma mudança estrutural nos preços?

Visto que há um forte movimento das contribuições realizadas na CP 71/2019 do MME para a não utilização da representação da rede, **as avaliações foram limitadas para os casos do DESSEM sem rede**. Além disso, **a avaliação se focou nos dias úteis da semana**, desconsiderando feriados nacionais e fins de semana.

A investigação foi dividida em três principais análises:

1. Avaliação de existência de indícios de aumento ou redução estrutural de preços em cada sistema;
2. Distribuição dos impactos entre períodos do dia; e
3. Identificação de restrições de intercâmbio devido ao descolamento de preços entre subsistemas.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

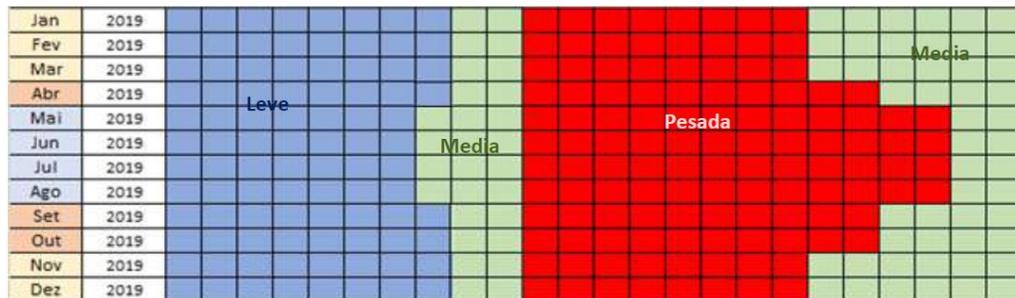
Situação Atual

Nas próximas páginas são desenvolvidas comparações entre os resultados obtidos atualmente com a modelagem por patamares semanal (DECOMP) e a proposta da utilização de precificação horária diária (DESSEM). Para isso, foram levantados os preços utilizando ambos os modelos que foram **efetivamente disponibilizados pela CCEE**.

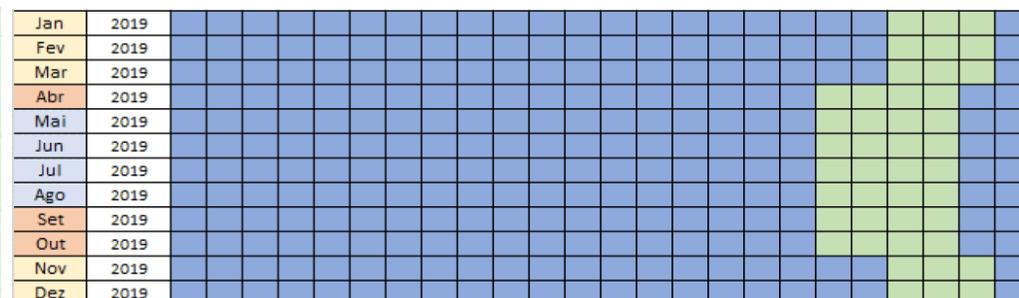
Inicialmente, foram comparados os PLDs horários resultantes do DESSEM com o respectivo PLD por patamar da hora correspondente, considerando os novos patamares de carga aprovados pela Resolução Normativa 839/2018 da Aneel. Os dias nos quais não houve disponibilização dos resultados do DESSEM pela CCEE não foram incluídos na análise.

Figura 34 – Adequação entre os patamares de carga (DECOMP) e as horas do dia (DESSEM)

2ª a 6ª feira



Sábado, Domingo e Feriado



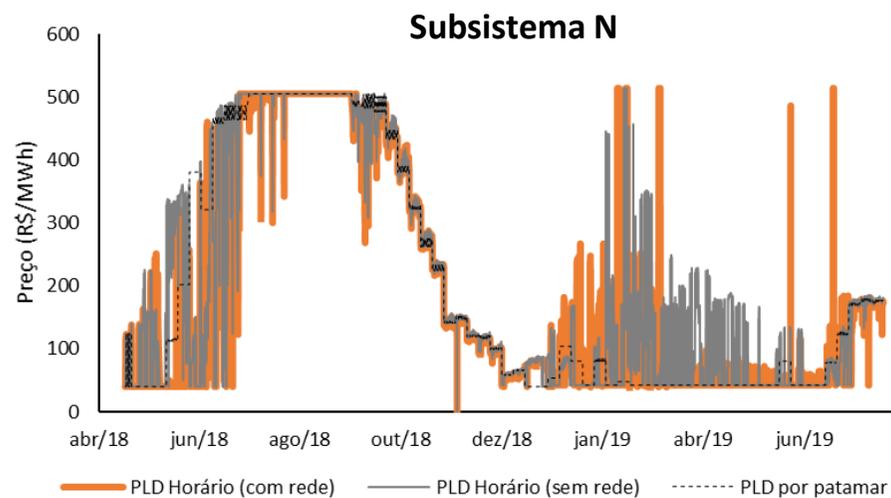
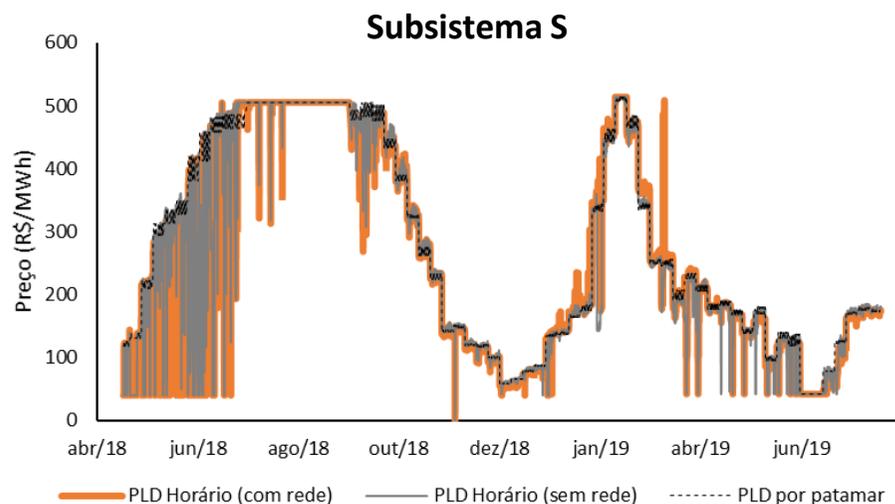
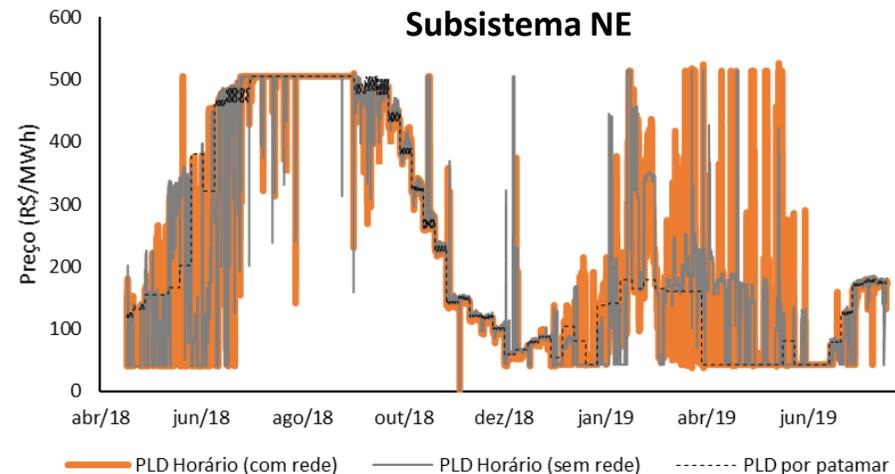
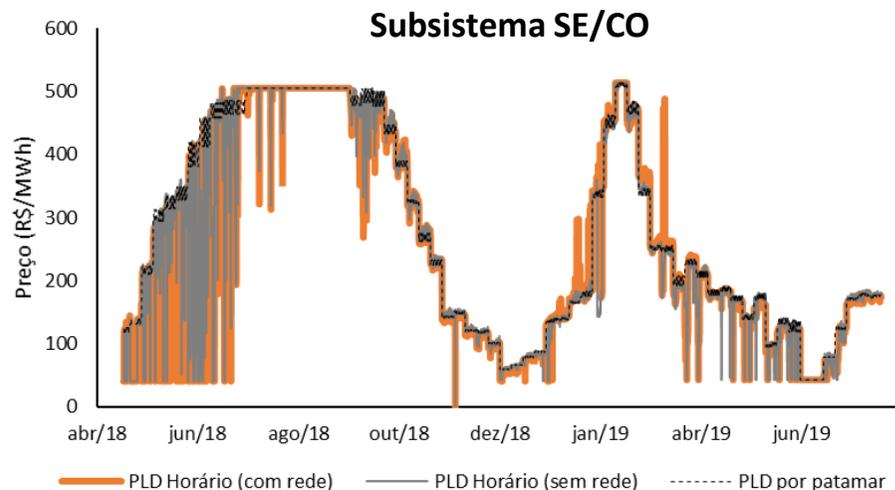
Fonte: Apresentação do InfoPLD da primeira semana operativa de janeiro de 2019 (CCEE).

Durante o levantamento, observou-se que **há alguns dias nos quais a CCEE não publicou o preço horário da operação sombra**. Conforme observado na apresentação ao vivo do [InfoPLD de março de 2019](#), a não divulgação dos resultados se deu devido: (a) ao não envio do deck de dados de entrada pelo ONS; (b) à complexidade na elaboração destes arquivos; ou (c) à identificação de resultados "considerados estranhos" pela CCEE.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Avaliação do PLD Horário com e sem rede

Figura 35 – Comparação entre os preços do DESSEM e DECOMP



Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Histórico da Operação Sombra (DESSEM)



A partir das vídeos das apresentações do “InfoPLD” realizadas pela CCEE, foi possível identificar algumas divergências adotadas nos modelos de precificação por patamar (pelo DECOMP) e nos modelos de precificação horária (pelo DESSEM):

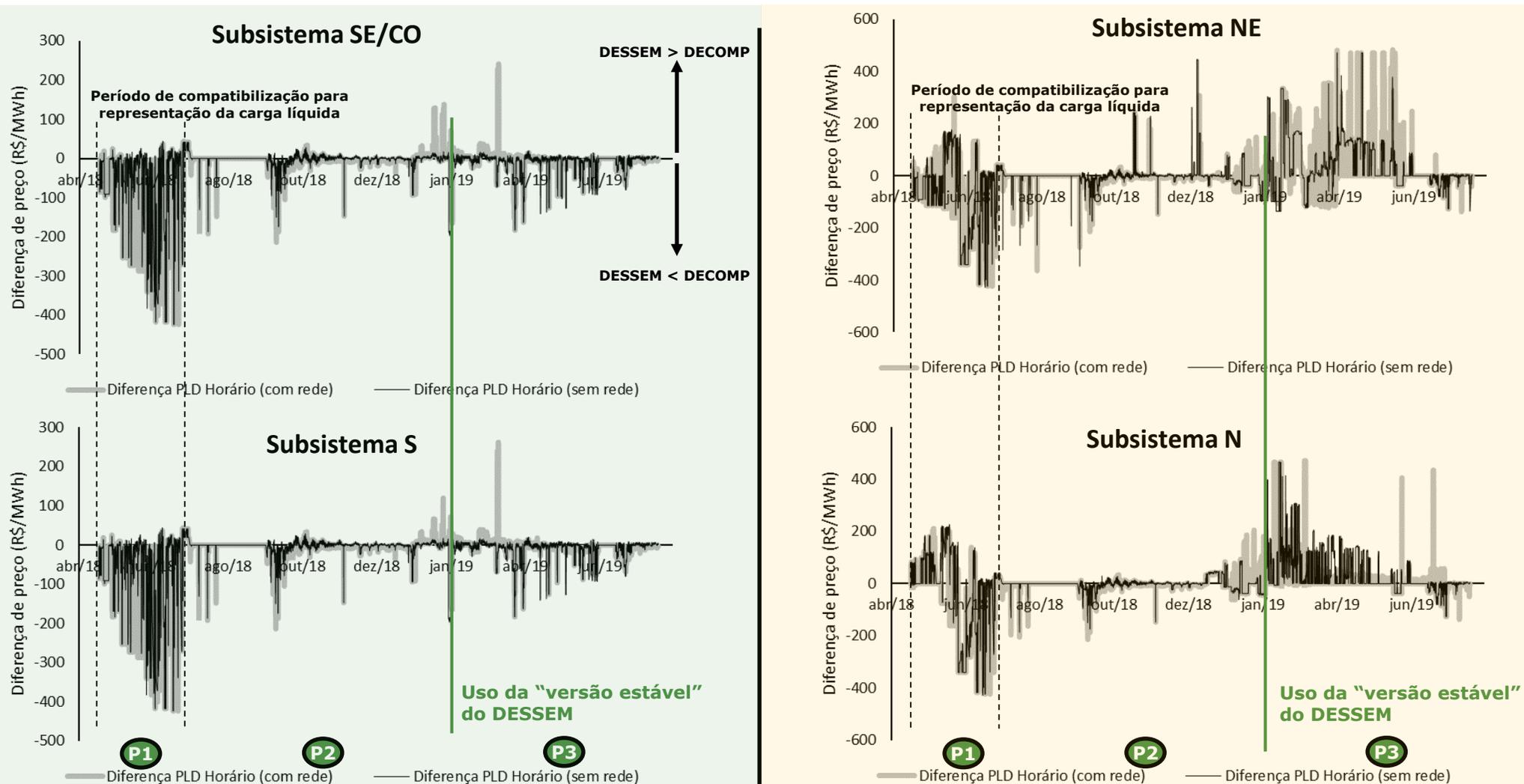
- [InfoPLD de maio/2018](#) – Incompatibilidade entre o PLD oficial (DECOMP) e o PLD horário (DESSEM) para a quarta semana operativa de abril de 2018, cujos preços marginais divergiram principalmente devido à **diferença entre a carga líquida considerada nos modelos**; e
- [InfoPLD de julho/2018](#) – Erro de impressão do arquivo de mensagens de inviabilidade (devido à incompatibilidade no tamanho da dimensão de uma variável), além de incompatibilidade dos resultados obtidos pela CCEE e ONS devido ao próprio **algoritmo utilizado na otimização do Software CPLEX** (devido à metodologia de processamento em paralelo). Além disso, foi observado que a **carga líquida utilizada no DESEM se mostrava diferente da carga considerada no DECOMP**, especialmente nos períodos de madrugada, no qual o consumo de energia era reduzido e a geração de usinas não simuladas era maior, resultando em preços horários menores nestes períodos.

Em 19 de dezembro de 2018, foi realizado o Encontro sobre Preço Horário e Contabilização Sombra pela CCEE. Além de apresentar a ferramenta de “Contabilização Sombra”, que ocorreu em paralelo ao cálculo oficial do PLD e Contabilização do MCP desde dezembro de 2018, a CCEE fez um breve histórico da implementação do DESSEM, descrevendo que **somente a partir de janeiro de 2019 foi disponibilizada a “versão estável”**, com a **representação detalhada de térmicas e unit commitment, restrições hidráulicas**, dentre outras.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Histórico da Operação Sombra (DESSEM)

Figura 36 – Comparação das diferenças de preços entre o DESSEM e DECOMP



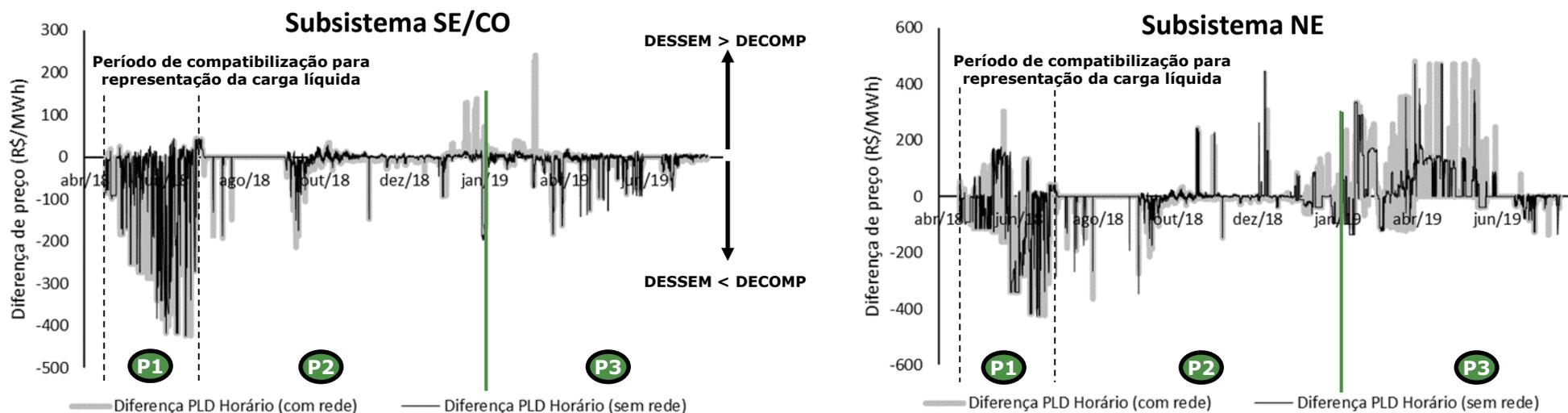
Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Histórico da Operação Sombra (DESSEM)

Avaliando-se como amostra para o **Cluster SE/CO e S** o subsistema SE/CO e como amostra para o **Cluster NE e N** o subsistema NE:

Figura 37 – Diferenças de preços por período de análise



Fonte: Preço Horário Sombra e Apresentações ao vivo do InfoPLD (CCEE).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

P1 Devido à incompatibilidade na representação da carga líquida nos modelos, há uma diferença substantiva entre os preços calculados pelo DESSEM e DECOMP.

P3 A incorporação das restrições adicionais na “versão estável” do DESSEM **resulta em diferenças significativas** entre os PLDs calculados.

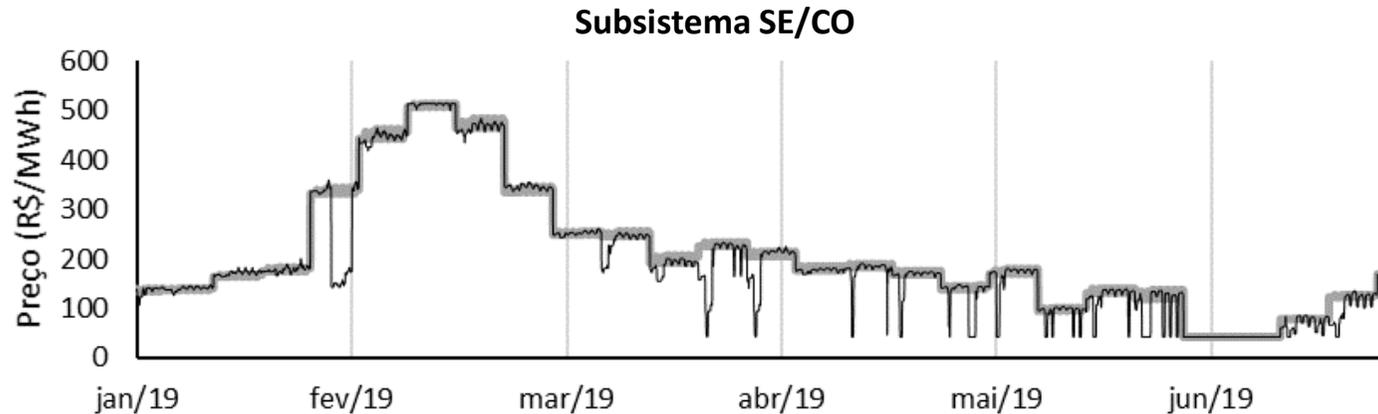
P2 Com a compatibilização da representação da carga, a diferença entre os preços calculados pelos modelos é reduzida.

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Preço horário no SE/CO e NE - jan/2019-jun/2019

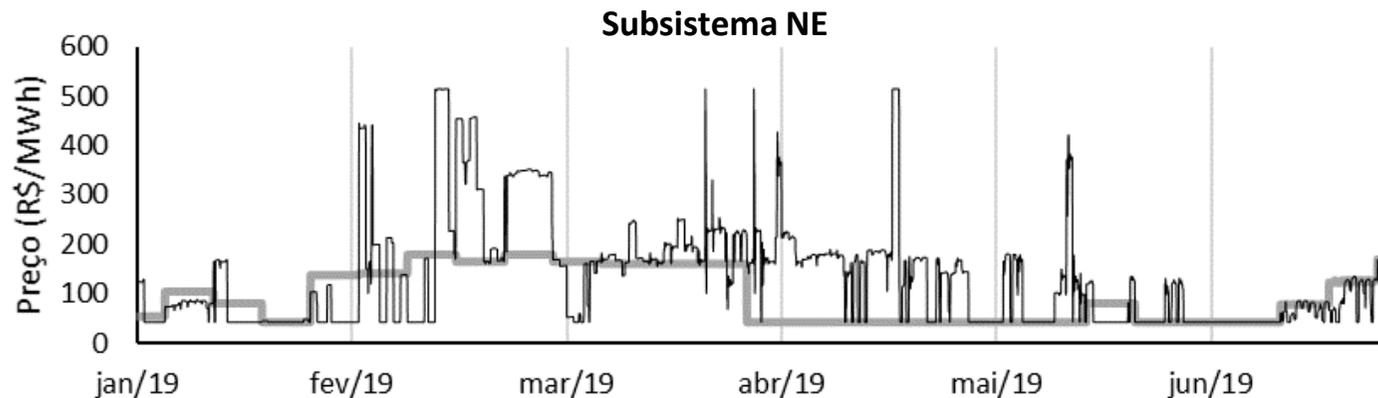
Restringiu-se assim a amostra para a operação sombra sem rede (DESSEM) e PLDs por patamar (DECOMP) para os dias úteis do **período de janeiro a junho de 2019**:

Figura 38 – Precificação por hora no DESSEM sem rede e no DECOMP



— PLD por patamar — PLD Horário (sem rede)

Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.



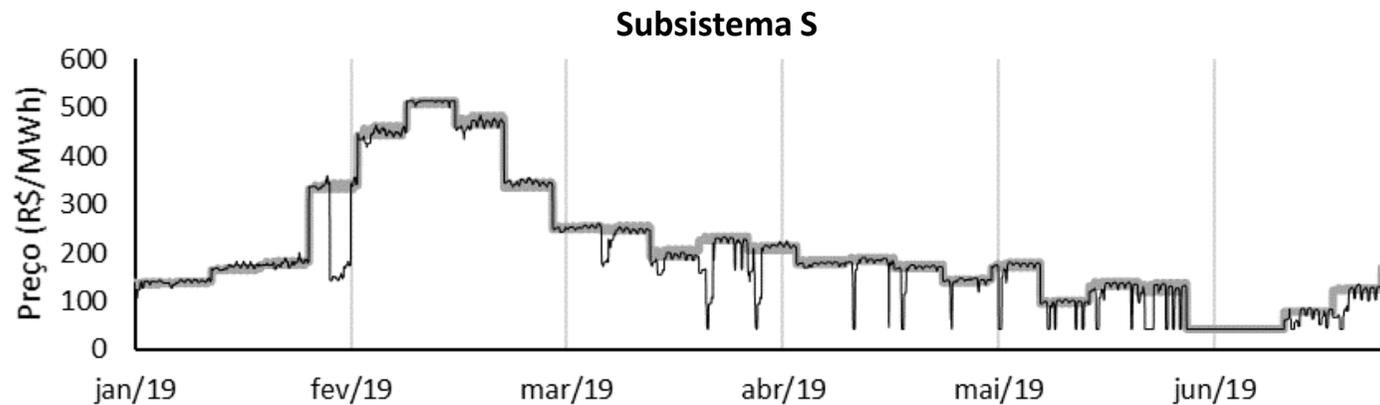
— PLD por patamar — PLD Horário (sem rede)

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Preço horário no S e N - jan/2019-jun/2019

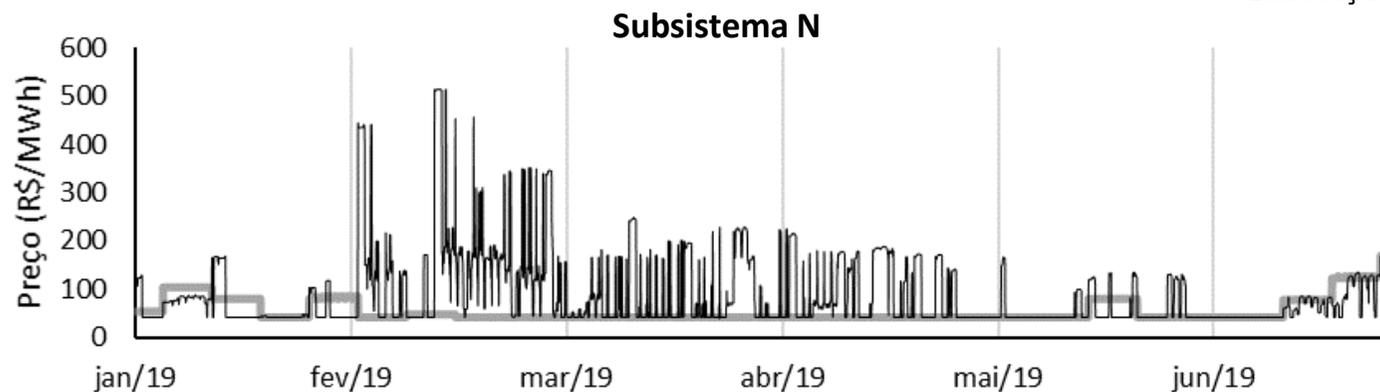
Restringiu-se assim a amostra para a operação sombra sem rede (DESSEM) e PLDs por patamar (DECOMP) para os dias úteis do **período de janeiro a junho de 2019**:

Figura 39 – Precificação por hora no DESSEM sem rede e no DECOMP



— PLD por patamar — PLD Horário (sem rede)

Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.



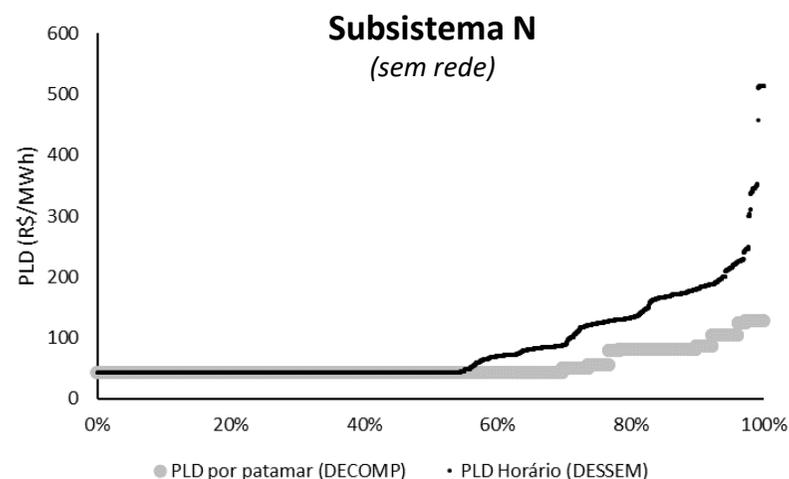
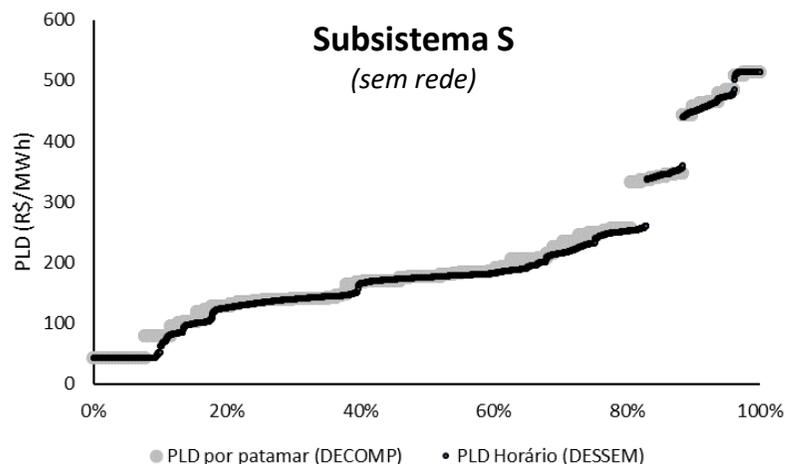
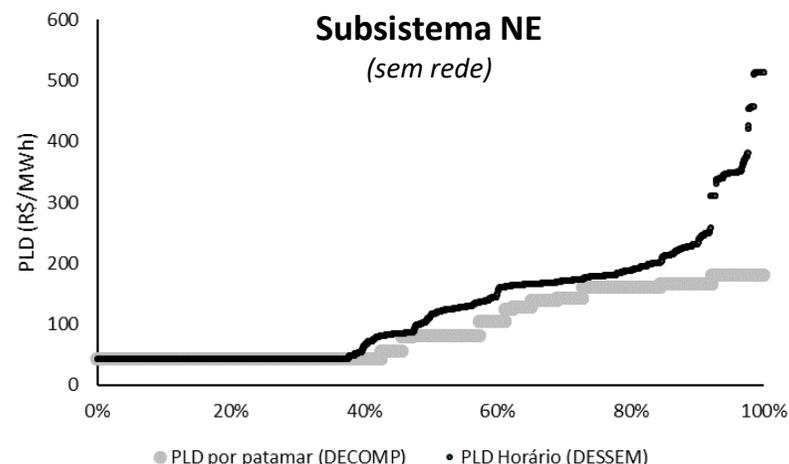
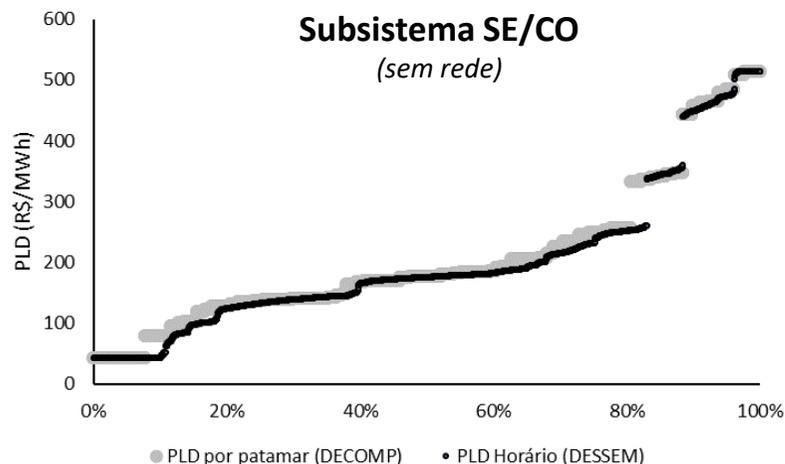
— PLD por patamar — PLD Horário (sem rede)

Comparação da Precificação Semanal e Horária

Alterações estruturais no PLD

Também avaliou-se a distribuição dos preços marginais em cada subsistema para a amostra levantada:

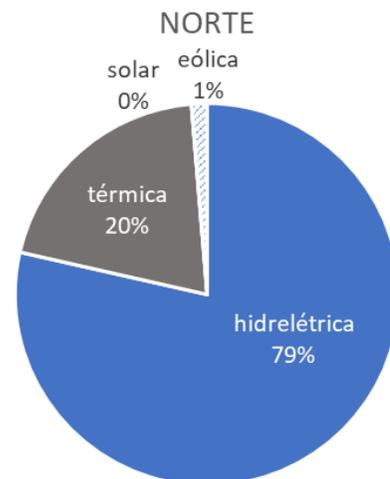
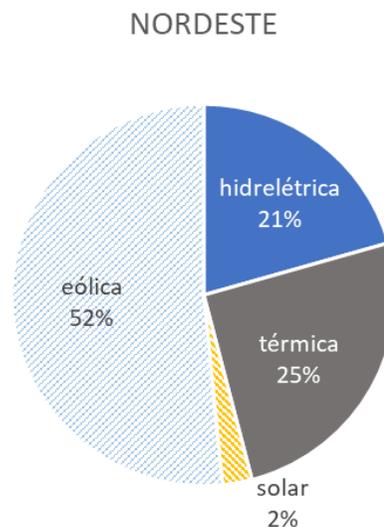
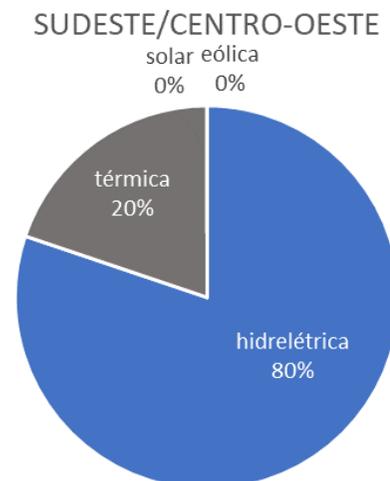
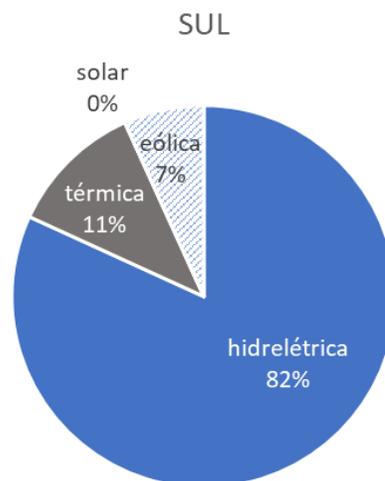
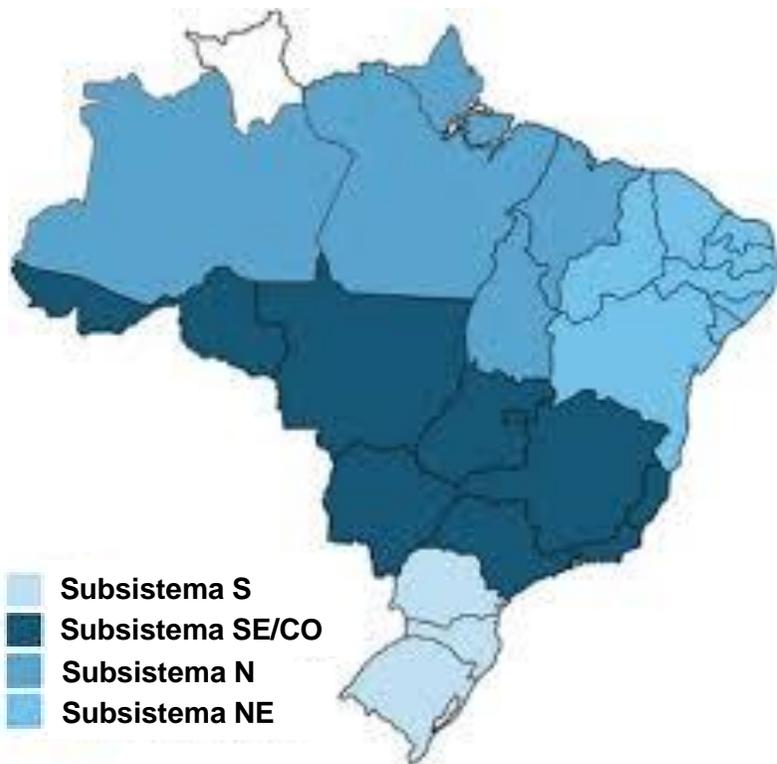
Figura 40 – Distribuição dos PLDs horário (DESSEM) e por patamar (DECOMP)



Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Matriz Elétrica de cada Subsistema

Participação na geração em 2018 (MWmed)



Fonte: Histórico da Operação (ONS, 2018).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Avaliação estatística das alterações esperadas no PLD (1 de 2)

Com base nestes dados, foi definido um **teste de hipótese** para avaliar se a média das amostras de preços horários (DESSEM) são iguais à média das amostras de preços por patamar (DECOMP) para cada hora do dia:

$$H_0: \mu_{\text{preço horário (DESSEM)}} = \mu_{\text{preço por patamar (DECOMP)}}$$

O **teste de hipótese** considerou o "Teste t" entre duas médias aritméticas:

$$Teste_t = \frac{\mu_{\text{preço horário}} - \mu_{\text{preço por patamar}}}{\sqrt{S_{\text{agrupada}}^2 \cdot \left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}\right)}}$$

Considerando a variância agrupada S_{agrupada}^2 tal que:

$$S_{\text{agrupada}}^2 = \frac{(n_{\text{preço horário}} - 1) \cdot S_{\text{preço horário}}^2 + (n_{\text{preço patamar}} - 1) \cdot S_{\text{preço patamar}}^2}{(n_{\text{preço horário}} - 1) + (n_{\text{preço patamar}} - 1)}$$

Onde

$\mu_{\text{preço horário}}$ é a média da amostra de preços horários (DESSEM);

$\mu_{\text{preço patamar}}$ é a média da amostra de preços por patamar (DECOMP);

$n_{\text{preço horário}}$ é o tamanho da amostra de preços horários (DESSEM);

$n_{\text{preço patamar}}$ é o tamanho da amostra de preços por patamar (DECOMP);

$S_{\text{preço horário}}^2$ é a variância da amostra de preços horários (DESSEM); e

$S_{\text{preço patamar}}^2$ é a variância da amostra de preços por patamar (DECOMP).

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Avaliação estatística das alterações esperadas no PLD (2 de 2)

A hipótese nula de que a adoção de preços horários não altera o preço médio horário em cada subsistema **é rejeitada nos subsistemas SE/CO, NE e N, mas não no subsistema S**, ao nível de significância de 5%.

Em outras palavras, com exceção do Sul, a adoção de preços horários alterou preços médios de forma significativa no período analisado.

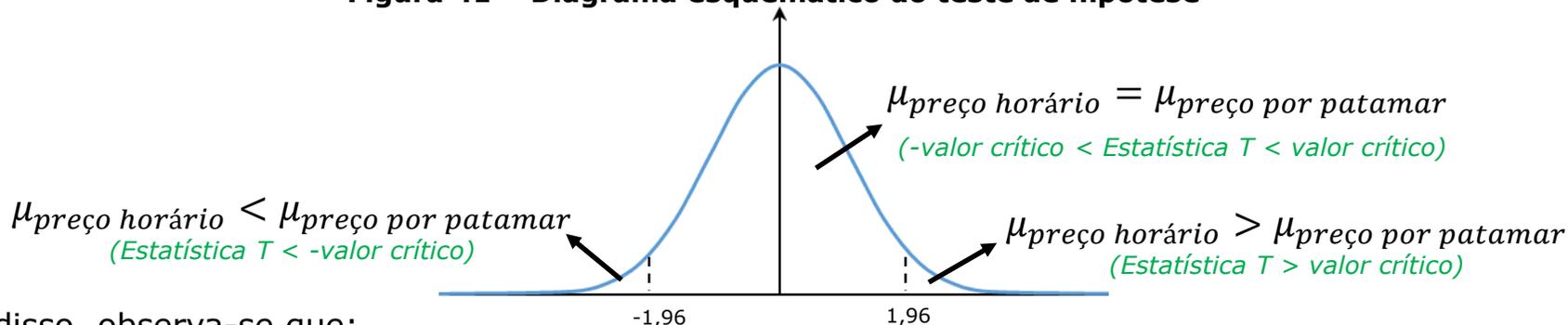
Tabela 10 – Resultados do teste de hipótese

	SE/CO	S	NE	N
Estatística T	-2,21	-1,95	17,57	23,68
Valor-p	2,71%	5,09%	0,00%	0,00%
Valor Crítico (95%)	-1,96 até 1,96			
Número de observações	3096			

Se Valor-p < 5%, hipótese é rejeitada →

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 41 – Diagrama esquemático do teste de hipótese



Além disso, observa-se que:

- nos subsistemas SE/CO, os preços resultantes do DESSEM são inferiores aos preços do DECOMP;
- no subsistema S, os preços manter-se-ão no mesmo patamar; e
- nos subsistemas NE e N, os preços do DESSEM são superiores aos preços do DECOMP.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Impactos intra-dia (dia vs noite)

Confirmada a hipótese de que, para o período analisado, houve mudança estrutural nos preços das regiões, uma segunda pergunta a ser feita é se esta mudança acontece predominantemente em algum horário do dia. Assim, avalia-se a média das diferenças dos preços obtidos utilizando o DESSEM e o DECOMP para cada hora do dia útil como:

$$Diferença_{hora} = Preço_{DESEM_{hora}} - Preço_{DECOMP_{hora}}$$

Com base nos dados das diferenças do PLD horário para cada hora do dia útil, foi feito o teste de hipótese **avaliando se a diferença de preços obtidas no período diurno** (média das diferenças dos preços de 6h até 17h) **é igual à diferença de preços no período noturno** (média das diferenças dos preços de 18h até 5h), entre janeiro e junho de 2019:

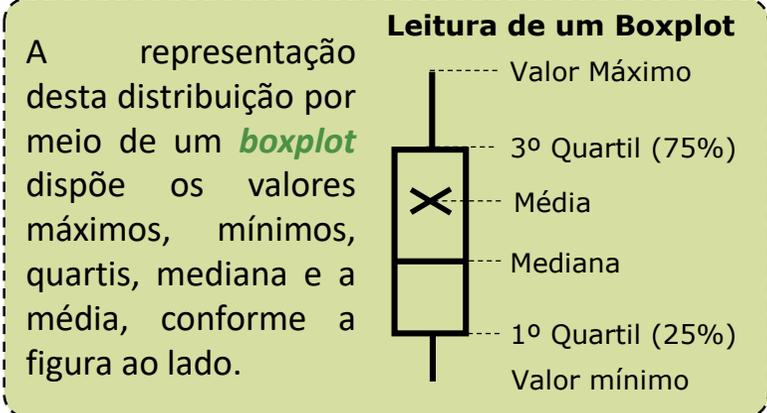
$$H_0: \mu_{Diferença_{hora(6h-17h)}} = \mu_{Diferença_{hora(18h-5h)}}$$

onde:

$$\mu_{Diferença_{hora(6h-17h)}} = \sum_{6h \leq hora \leq 17h} \frac{Diferença_{hora}}{12}$$
$$\mu_{Diferença_{hora(18h-5h)}} = \sum_{18h \leq hora \leq 5h} \frac{Diferença_{hora}}{12}$$

A análise considerou como amostra o subsistema SE/CO para o Cluster SE/CO e S e o subsistema NE para o Cluster NE e N, com um nível de significância de 95%.

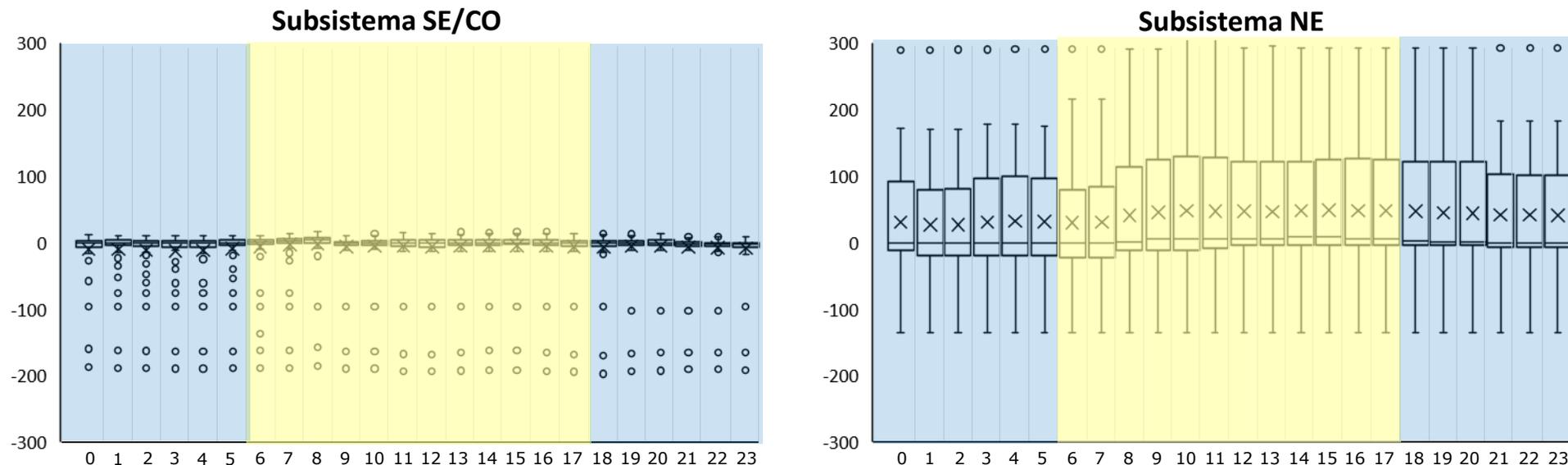
A fim de subsidiar a análise, também foi elaborado um **boxplot** das diferenças do PLD horário para cada hora do dia útil.



Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Impactos intra-dia (janeiro a junho de 2019)

Figura 42 – Boxplot da variação da diferença de preços entre o DECOMP e DESSEM por hora do dia (Jan a Jun de 2019)



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Para ambos os subsistemas, a **hipótese nula** de que a diferença entre os preços do DESSEM e DECOMP para o período diurno (6h até 17h) e noturno (18h até 5h) são iguais **não foi rejeitada**.

Assim, para o primeiro semestre de 2019 **não se verificou que a implementação do preço horário resultaria em variações estatisticamente significativas para os períodos diurno e noturno**.

Tabela 11 – Resultados do teste de hipótese

	SE/CO	NE
Estatística T	-0,95	-0,63
Valor-p	34,51%	53,25%
Valor Crítico (95%)	-1,97 até 1,97	
Número de observações	119	

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Impactos intra-dia (janeiro a junho de 2019)



O mesmo teste de hipótese também foi realizado para cada mês específico, mas este teste não se mostrou muito conclusivo devido ao limitado número de observações.

Tabela 13 – Resultados do teste de hipótese para o submercado SE/CO

	Hipótese nula	Estatística T	Valor-p	Valor Crítico	Observações
Janeiro-Junho	Não Rejeitada	-0,95	34,51%	-1,97 até 1,97	119
Janeiro	Não Rejeitada	-0,07	94,59%	-2,01 até 2,01	23
Fevereiro	Não Rejeitada	-0,25	80,75%	-2,02 até 2,02	20
Março	Não Rejeitada	-1,15	14,08%	-2,02 até 2,02	21
Abril	Rejeitada	-2,15	3,71%	-2,01 até 2,01	22
Maio	Não Rejeitada	-1,84	7,25%	-2,01 até 2,01	23
Junho	Rejeitada	-3,00	0,48%	-2,02 até 2,02	20

Tabela 14 – Resultados do teste de hipótese para o submercado NE

	Hipótese nula	Estatística T	Valor-p	Valor Crítico	Observações
Janeiro-Junho	Não Rejeitada	-0,63	53,25%	-1,97 até 1,97	119
Janeiro	Não Rejeitada	-0,03	97,68%	-2,01 até 2,01	23
Fevereiro	Não Rejeitada	-0,06	95,39%	-2,02 até 2,02	20
Março	Não Rejeitada	-0,34	93,28%	-2,02 até 2,02	21
Abril	Não Rejeitada	-0,84	40,45%	-2,01 até 2,01	22
Maio	Não Rejeitada	-0,77	40,33%	-2,01 até 2,01	23
Junho	Não Rejeitada	1,85	7,20%	-2,02 até 2,02	20

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Impactos intra-dia – Ponta e Fora de Ponta (janeiro a junho de 2019)



Também foi realizado um teste comparando-se a média das diferenças dos PLDS entre os horários do patamar pesado e do patamar leve (considerando a nova divisão de patamares definida pela **RN 839/2018** da Aneel) para o período de janeiro a junho de 2019.

$$H_0: \mu_{Diferença_{hora}(Pesado)} = \mu_{Diferença_{hora}(Leve)}$$

Em ambos os subsistemas, **a hipótese nula** de que a diferença entre os preços do DESSEM e DECOMP para o período de patamar pesado e de patamar leve são iguais **não foi rejeitada**.

Assim, para o primeiro semestre de 2019 **não se verificou que a implementação do preço horário resultaria em variações estatisticamente significativas entre os patamares pesado e leve**.

Tabela 15 – Resultados do teste de hipótese

	SE/CO	NE
Estatística T	0,65	1,29
Valor-p	51,57%	19,99%
Valor Crítico (95%)	1,97	1,97
Número de observações	119	119

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Descolamentos regionais do PLD (1 de 6)



Descolamentos de PLDs entre subsistemas são resultantes de limitações de intercâmbios, que por sua vez resultam:

- no despacho de usinas com maiores custos operativos (quando comparado com uma situação sem restrições) em uma região importadora de energia; e
- em uma redução no despacho de usinas com menores custos operativos em uma região exportadora.

Com base neste raciocínio, o objetivo foi identificar possíveis limitações de intercâmbios com base nos descolamentos de PLDs entre subsistemas, especificamente nos subsistemas Nordeste e Norte que, conforme análise anterior, sofrerão os mais significativos impactos nos preços.

Definiram-se assim três variáveis para tal análise, e sempre adotando-se as diferenças entre os PLDs nestes subsistemas em número absoluto:

- o módulo do descolamento de PLD entre o NE e SE/CO ($D_{NE-SE/CO}$);
- o módulo do descolamento de PLD entre o N e SE/CO ($D_{N-SE/CO}$); e
- o módulo do descolamento de PLD entre o NE e N (D_{NE-N}).

$$Descolamento_{NE-SE/CO} = |PLD_{NE} - PLD_{SE/CO}|$$

$$Descolamento_{N-SE/CO} = |PLD_N - PLD_{SE/CO}|$$

$$Descolamento_{NE-N} = |PLD_{NE} - PLD_N|$$

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Descolamentos regionais do PLD (2 de 6)

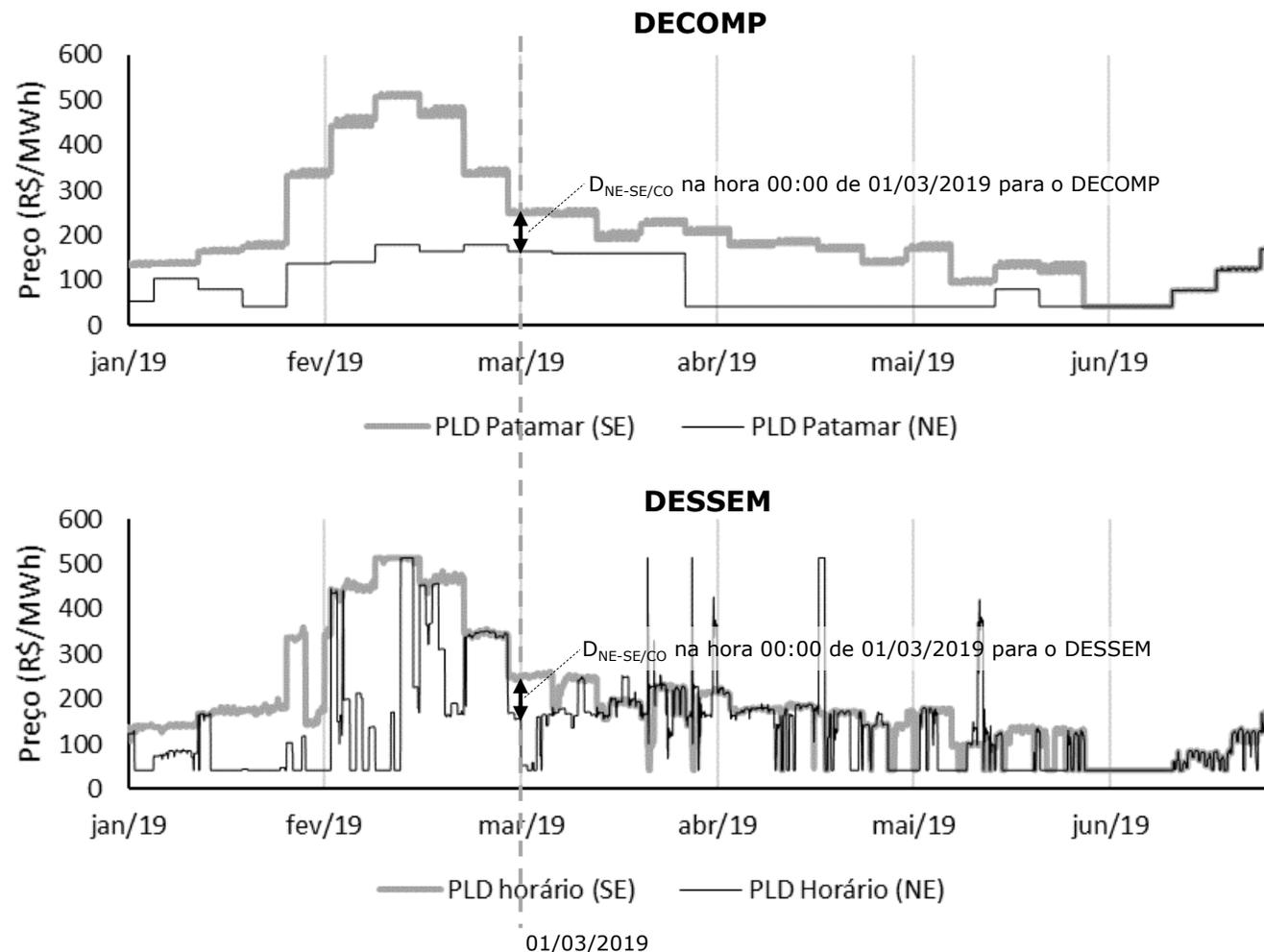
Foram então comparados os descolamentos de PLD entre os submercados :

- SE/CO;
- NE

tanto para:

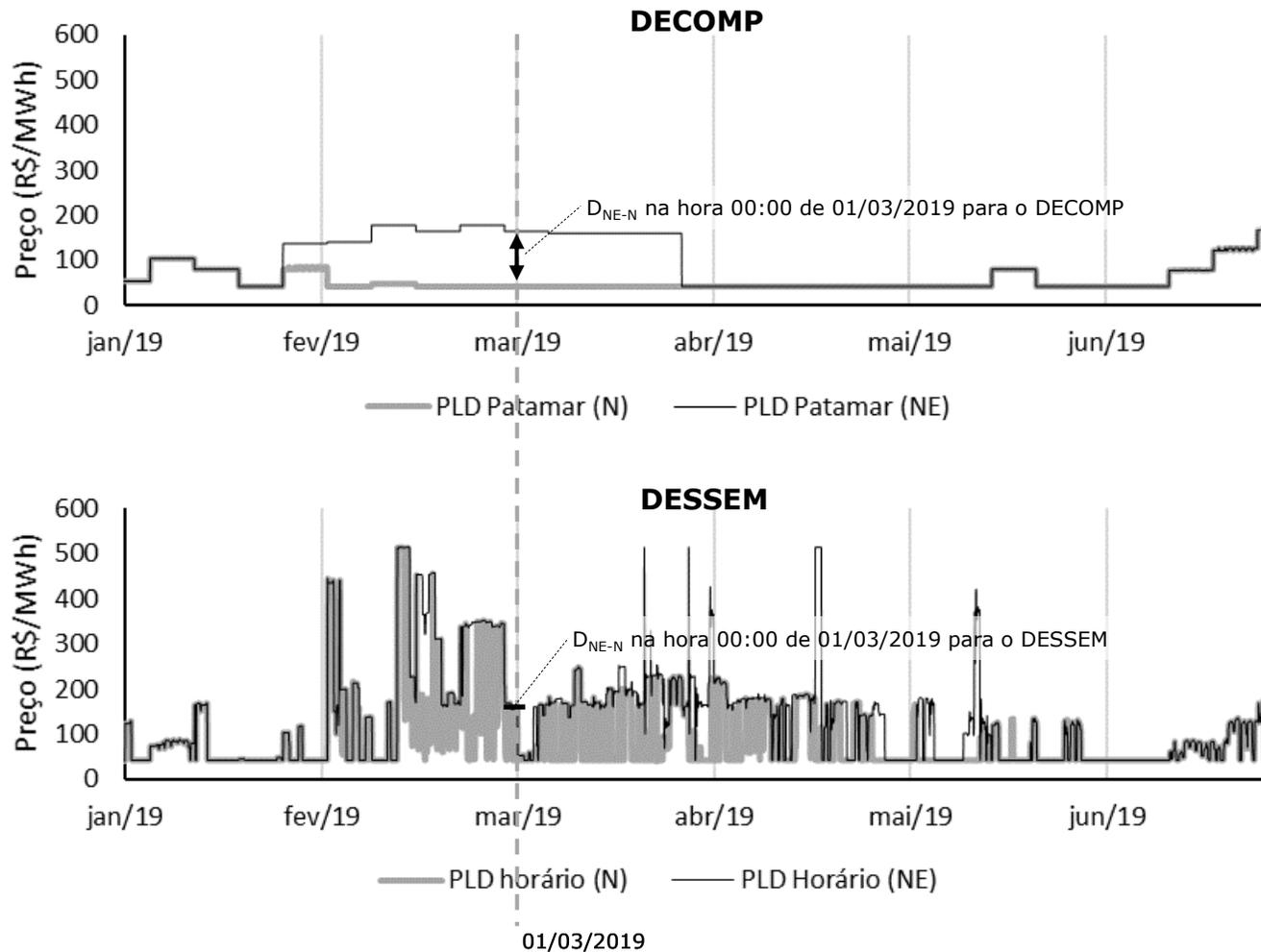
- o DESSEM (preço sombra)
- quanto para
- o DECOMP (preço por patamar)...

Figura 43 – Descolamento de preços (SE/CO e NE)



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 44 – Descolamento de preços (N e NE)



...os descolamentos do PLD entre os submercados:

- NE; e
- N

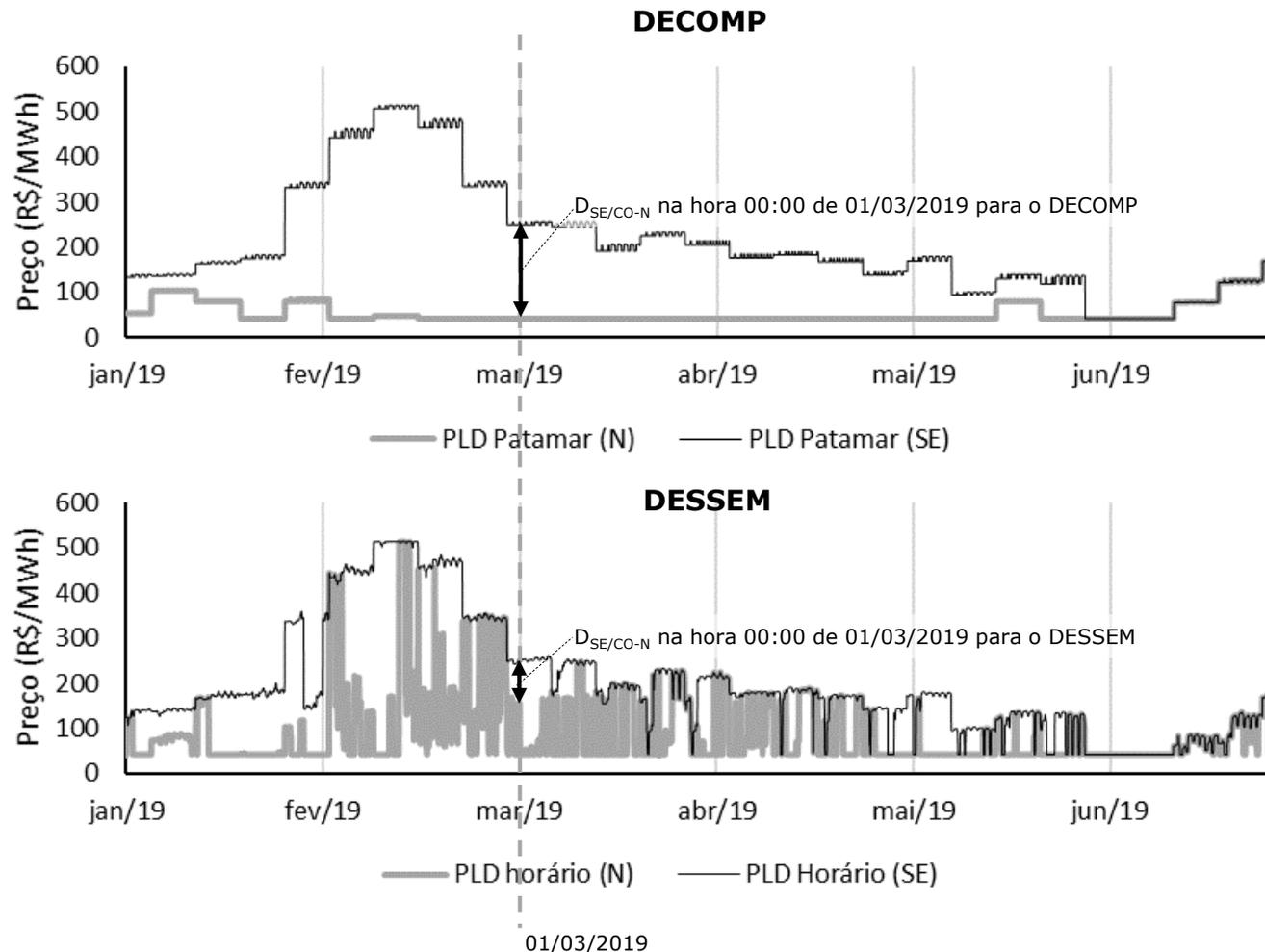
para o DESSEM (preço sombra) e DECOMP (preço por patamar)...

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Descolamentos regionais do PLD (4 de 6)

Figura 45 – Descolamento de preços (N e SE/CO)



... e os descolamentos de PLD entre os submercados:

- SE/CO; e
- N

para o DESSEM (preço sombra) e DECOMP (preço por patamar).

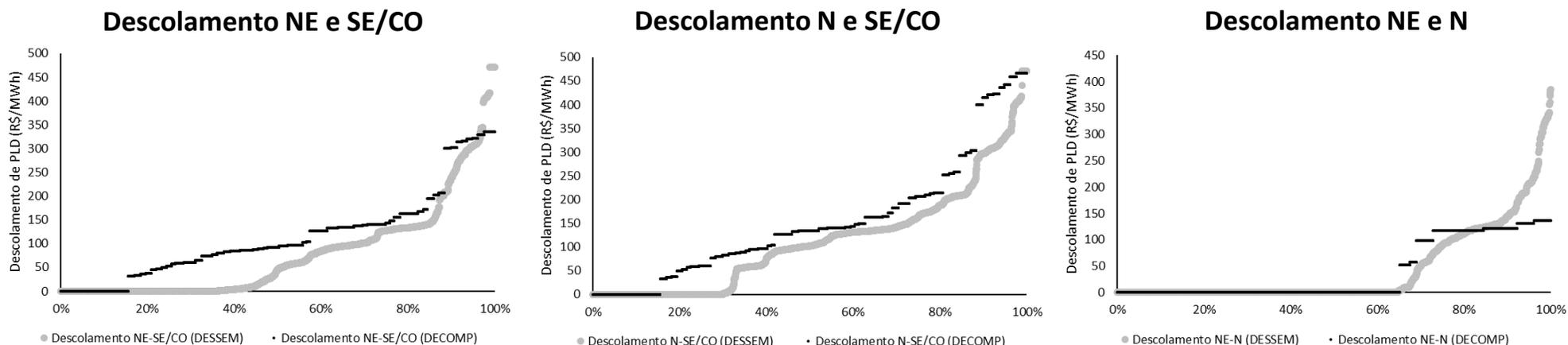
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Descolamentos regionais do PLD (5 de 6)

Também foram avaliados os descolamentos de preços para os dias úteis de janeiro a junho de 2019 no DESSEM e no DECOMP:

Figura 47 – Distribuição dos descolamentos de preço horário (DESSEM) e por patamar (DECOMP)



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Um **teste de hipótese** foi elaborado para avaliar se houve uma redução dos descolamentos de preços entre o NE e SE/CO e entre o N e SE/CO com a adoção do preço horário (DESSEM) para este primeiro semestre de 2019:

$$H_0: \mu_{\text{descolamento DESSEM}} = \mu_{\text{descolamento DECOMP}}$$

Comparação entre Precificação Semanal e Horária

Descolamentos regionais do PLD (6 de 6)

Em todos os subsistemas, a **hipótese nula é rejeitada** para todos os descolamentos considerados, **o que implica dizer que há descolamentos de preços entre os subsistemas.**

Tabela 16 – Resultados do teste de hipótese

	NE e SE/CO	N e SE/CO	NE e N
Estatística T	-14,19	-13,15	2,97
Valor-p	0,00%	0,00%	0,30%
Valor Crítico (95%)	-1,96 até 1,96		
Número de observações	3096		

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Além disso, observa-se que haverá **uma redução no descolamento de preços** entre os subsistemas SE/CO e NE e entre os subsistemas SE/CO e N (o que acaba resultando no aumento no descolamento de preços entre os subsistemas NE e N).

A inserção da melhor representatividade horária nos parâmetros de entrada nos modelos permitiria um melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, minimizando o impacto de gargalos nos intercâmbios e equalizando os preços em cada submercado entre o SE/CO e o NE, e entre o SE/CO e o S.

O comportamento de aumento do PLD horário nos subsistemas Nordeste e no Norte é resultante deste processo, uma vez que estes sistemas possuem preços menores que dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

A implantação do DESSEM promoverá uma melhor aderência da representação do Sistema Elétrico Brasileiro nos modelos computacionais. Com isso, a sua utilização para a precificação horária do mercado elétrico resultaria em alterações na própria valoração da energia.

Uma análise foi realizada para avaliação do impacto da utilização do DESSEM para definição do PLD horário. Como a utilização de uma “versão estável” do DESSEM somente se deu a partir de janeiro de 2019, a análise se limitou ao primeiro semestre de 2019.

Com base em três testes de hipótese na amostra de dados disponibilizados constata-se que:

1. o PLD horário (com o modelo DESSEM) resultou em **aumentos nos preços** nos submercados Norte e Nordeste e **redução nos preços** nos submercados Sudeste/Centro-Oeste;
2. **Não foram observadas diferenças sistemáticas** entre os **preços diurno e noturno** , nem entre os **patamares pesado e leve** em cada subsistema; e
3. Estas alterações no PLD resultam de **uma redução no descolamento dos PLD entre submercados SE/CO - NE e SE/CO - N.**

Estes fenômenos podem ser explicados pelo melhor aproveitamento dos recursos energéticos em função da representação mais granular das restrições operativas no modelo DESSEM. As diferenças se devem predominantemente a diferenças entre submercados, e não à variação temporal horária.

Ressalta-se que estes resultados se **limitaram à amostra de dados da operação sombra para janeiro a junho de 2019** , período predominantemente úmido no calendário hidrológico brasileiro.

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br

