



INFORME

# ENERGIA ELÉTRICA

JANEIRO 2021

 **FGV ENERGIA**

**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

**ASSESSORIA ESTRATÉGICA**

Fernanda Delgado

**EQUIPE DE PESQUISA***Coordenação Geral*

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

*Superintendente de Ensino e P&D*

Felipe Gonçalves

*Coordenação de Pesquisa do Setor O&G*

Magda Chambriard

*Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico*

Luiz Roberto Bezerra

*Pesquisadores*

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Angélica dos Santos

Ana Costa Marques Machado

Flávia Porto

Gláucia Fernandes

João Teles

Kárys Prado

Marina de Abreu Azevedo

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

*Assistente de Ensino (MBA) e Pesquisa*

Melissa Prado

**PRODUÇÃO***Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

*Execução*

Thatiane Araciro

Este informe mensal apresenta aspectos do atendimento energético ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até o mês de janeiro de 2021 e projeções para fevereiro de 2021.

---

## Destaques do Setor Elétrico

- (ANEEL) A agência reguladora repassou R\$88,4 milhões a 46 concessionárias de distribuição de energia elétrica, esse valor refere-se às operações da Conta Bandeiras Tarifárias de dezembro de 2020.
- (ANEEL) A Agência estimou um impacto em torno de R\$1,3 bilhão para os consumidores nos meses de janeiro e fevereiro, devido ao acionamento de mais geração termelétrica para compensar a diminuição na produção da usina Belo Monte. Esse impacto decorre da decisão do Ibama de alterar a vazão da hidrelétrica, pautada no parecer técnico que indicou a urgência de intervenções na defluência da usina no rio Xingu como forma de mitigar impactos ambientais na região. A situação tem como consequência a redução do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que por sua vez afeta geradores e o mercado como um todo.
- (ANA) No final do mês foi finalizada a Consulta Pública sobre as condições de operação dos reservatórios do Sistema Hídrico do Rio Tocantins. Dentre os elementos em pauta destacam-se a revisão dos limites para as vazões mínimas médias diárias, das faixas de operação, e sobre os mecanismos para controle das defluências.
- (FGV) A FGV Energia realizou em janeiro evento para debater os caminhos da hibridização de fontes de geração de energia no Brasil. A gravação do evento pode ser acessada pelo link: <https://youtu.be/2cerme2H5Os>.
- (CMSE) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico aprovou modificações na metodologia utilizada para determinar o acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito. Na prática, a medida prevê a utilização de curvas de referência a fim de assegurar um armazenamento mínimo estipulado para os reservatórios de cada subsistema de energia em um período de dois anos. Os volumes mínimos de armazenamento nos reservatórios foram fixados em 30% para o Sul; 23,5% para o Nordeste; 20% para o Sudeste/Centro-Oeste e 20,8% para o Norte.
- (UOL) Cinco dias antes de perder validade, o Congresso Nacional aprovou a medida provisória MP 998/2020, que visa conter reajustes de tarifas de energia nos próximos anos e prevê retirada gradual de subsídios para usinas de geração renovável como eólicas e solares, além de apoiar dispositivos importantes para a retomada da usina nuclear de Angra 3.

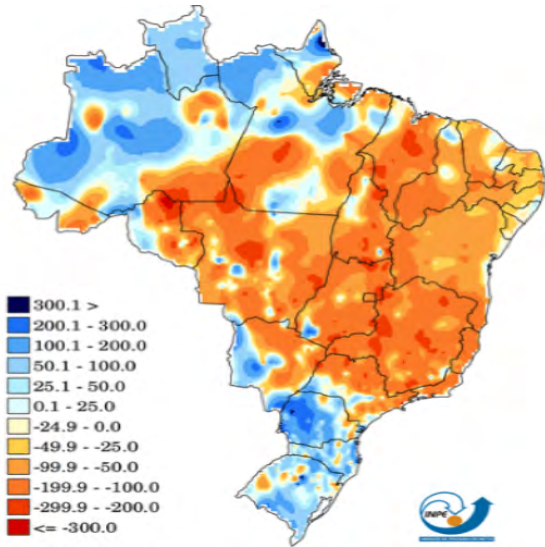


## Climatologia

Em janeiro/2021, as chuvas nas bacias hidrográficas nos submercados NE, N e na maior parte do SE/CO ficaram bem abaixo da média histórica. As precipitações acima da média histórica ocorreram nas bacias do submercado S e na sub-bacia do Paranapanema no

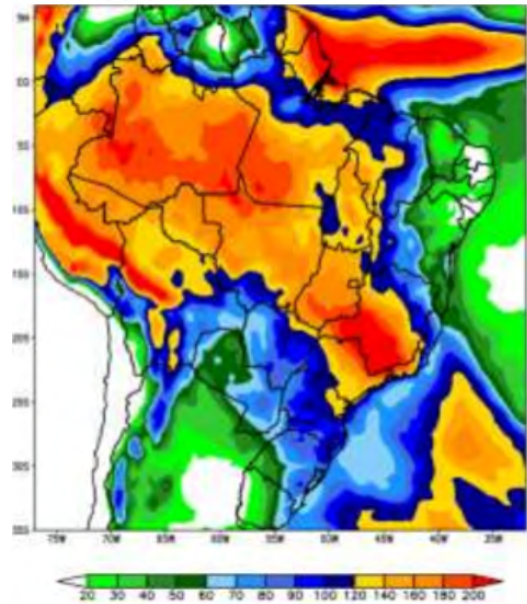
SE/CO. Para a 1ª quinzena de fevereiro/2021, prevê-se elevação nas precipitações em algumas sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do NE e N, podendo atingir até 180 mm. No S, as precipitações podem atingir até 100 mm de chuva acumulada.

Anomalia de precipitação (mm) - JAN/2021

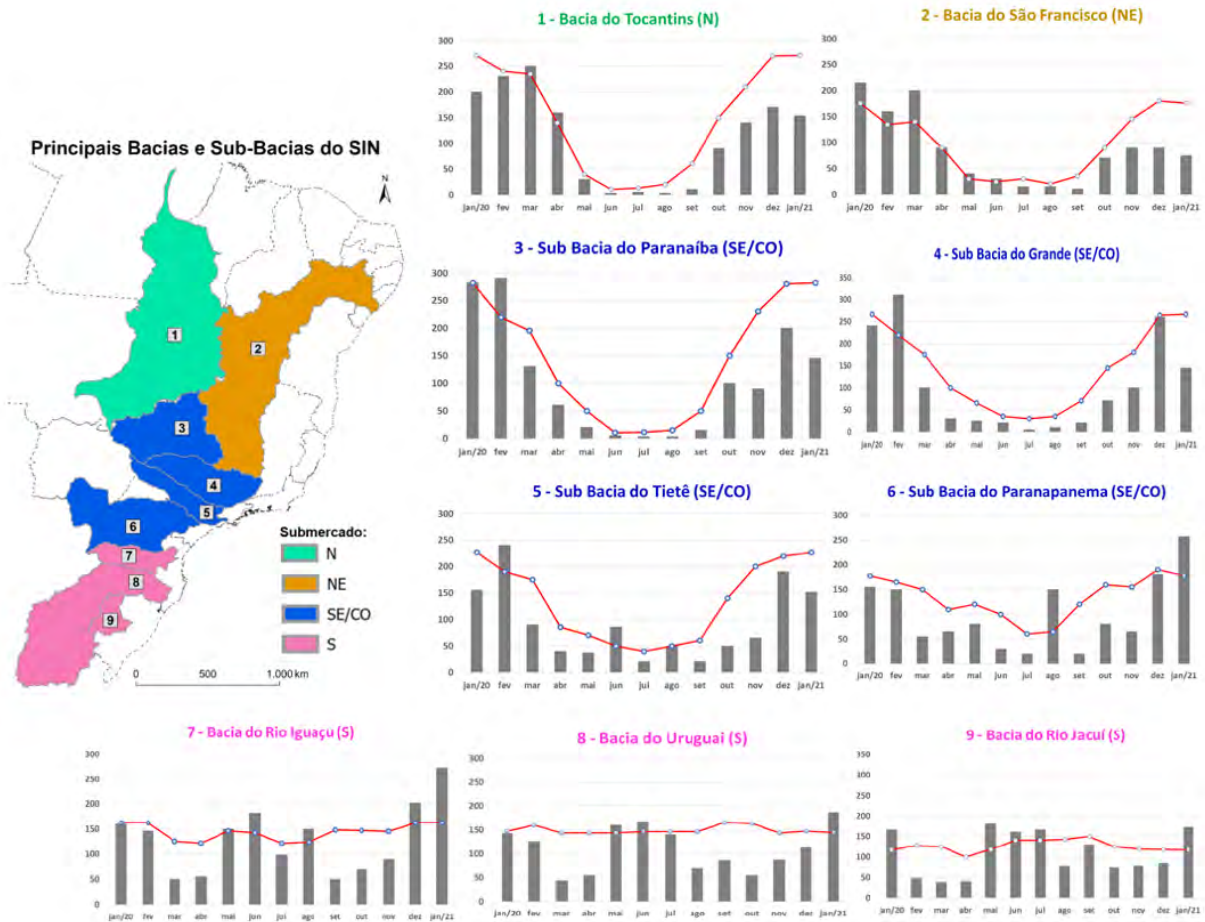


Fonte: INPE/CPTec e CCEE

Precipitação acumulada (mm) 15 dias - FEV/2021



Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

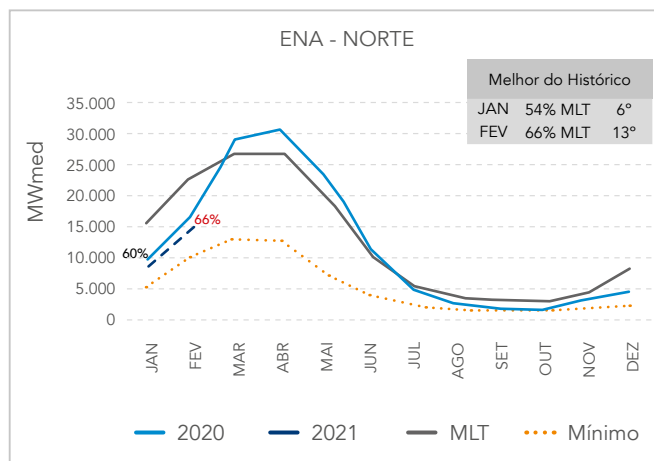
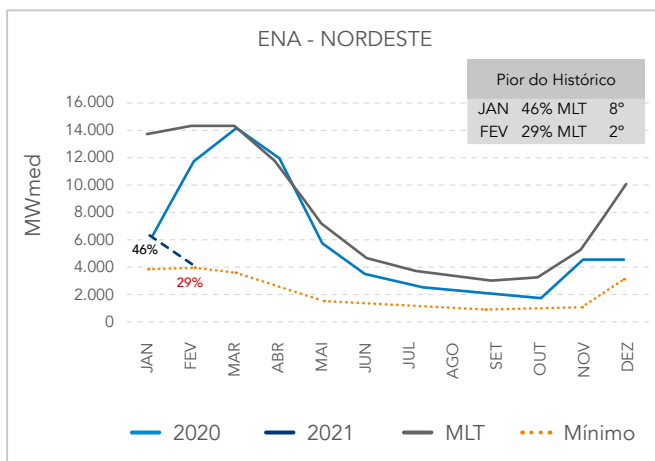
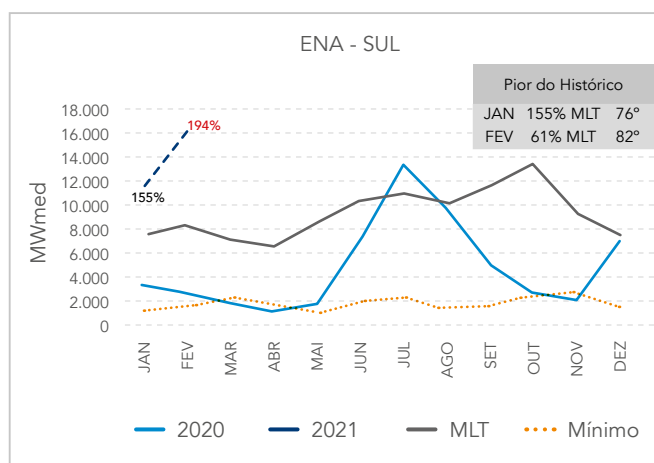
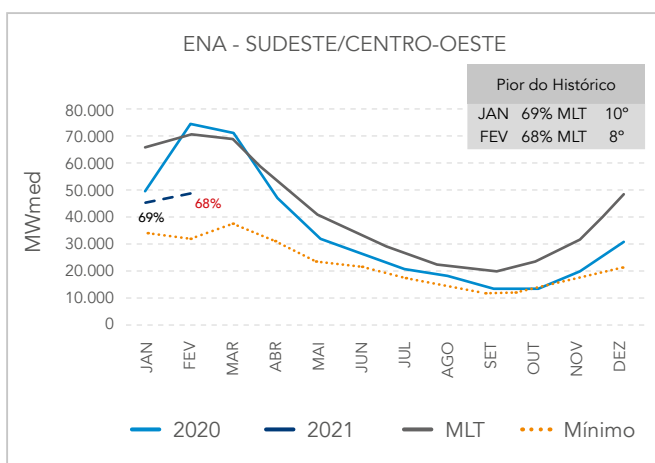


Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTec

# Energia Natural Afluyente – ENA

Em janeiro/2021, destaca-se uma melhoria significativa nas afluições no submercado S, situando-se acima da média histórica. As afluições nos demais submercados permaneceram abaixo da média histórica. O N teve o sexto pior resultado de afluição para a série histórica neste mês, com 54% MLT, o NE teve o oitavo pior resultado e o SE/CO permaneceu em um cenário desfavorável, refletindo o décimo pior resultado do histórico.

Para fevereiro/2021 é previsto ascensão nas afluições dos subsistemas SE/CO, S e N e recessão nas afluições do NE. Destaca-se o subsistema S que pode atingir 194% MLT. Com exceção do S, as previsões de vazão dos demais submercados permanecem com valores abaixo da média histórica.

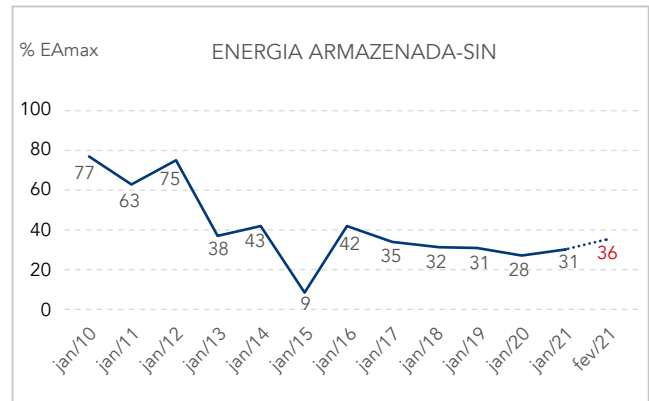


Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

# Energia Armazenada – EAR

Em janeiro/2021, o SIN atingiu 31% da energia armazenada máxima. Este fato se deve às afluições abaixo da média histórica verificadas na maioria dos submercados. Os submercados chegaram ao final do mês com cerca de 23% (SE/CO), 53% (S), 52% (NE) e 31% (N).

Em fevereiro/2021, a projeção indica o aumento da EAR para 36% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios mantém a previsão de aumento com o SE/CO em 29% da capacidade total, o N com 40%, o NE com 52% e o S com 68%.



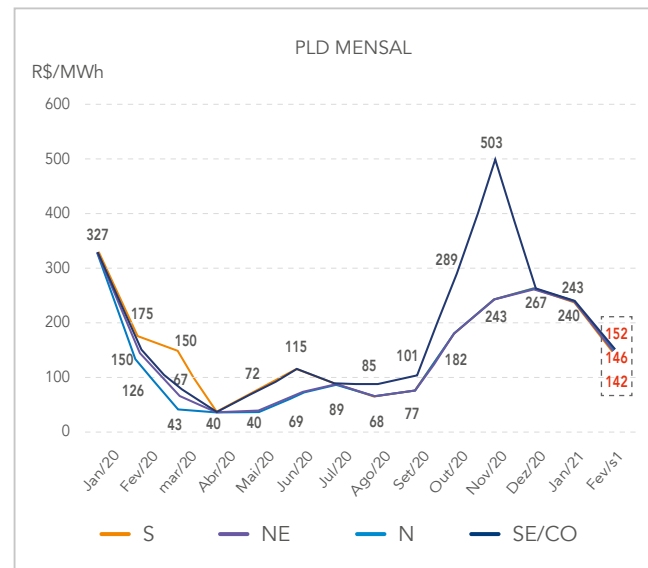
Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



# Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

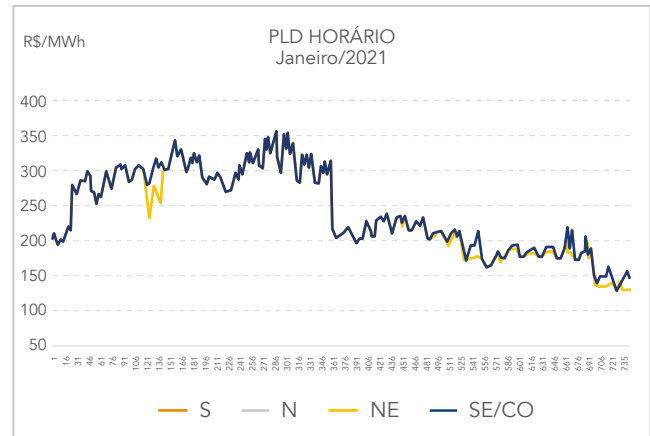
Em janeiro/2021, observou-se uma retração do PLD nos submercados em relação ao mês de dezembro/2020. O fator responsável pela diminuição do PLD se deve à realização de afluições elevadas no S. Previsões do ONS indicam que as afluições devem permanecer elevadas nesse submercado em fevereiro.

O PLD para a 1ª semana operativa de fevereiro/2021 (período 30/01 a 05/02) atinge 152 R\$/MWh para o SE/CO, 146 R\$/MWh para NE e N, e 142 R\$/MWh para o submercado S.



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Em janeiro/2021 ocorreu a entrada oficial do PLD com granularidade horária que equivale a 2.880 valores de PLD por mês, ao invés de 48. O comportamento do PLD horário nos submercados NE e N indica uma média de +239 R\$/MWh, com máximo e mínimo de 353 e 129 R\$/MWh, respectivamente. Nos submercados S e SE/CO, a média ficou entre 240 e 243 R\$/MWh, respectivamente, com máximo e mínimo de 353 e 129 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

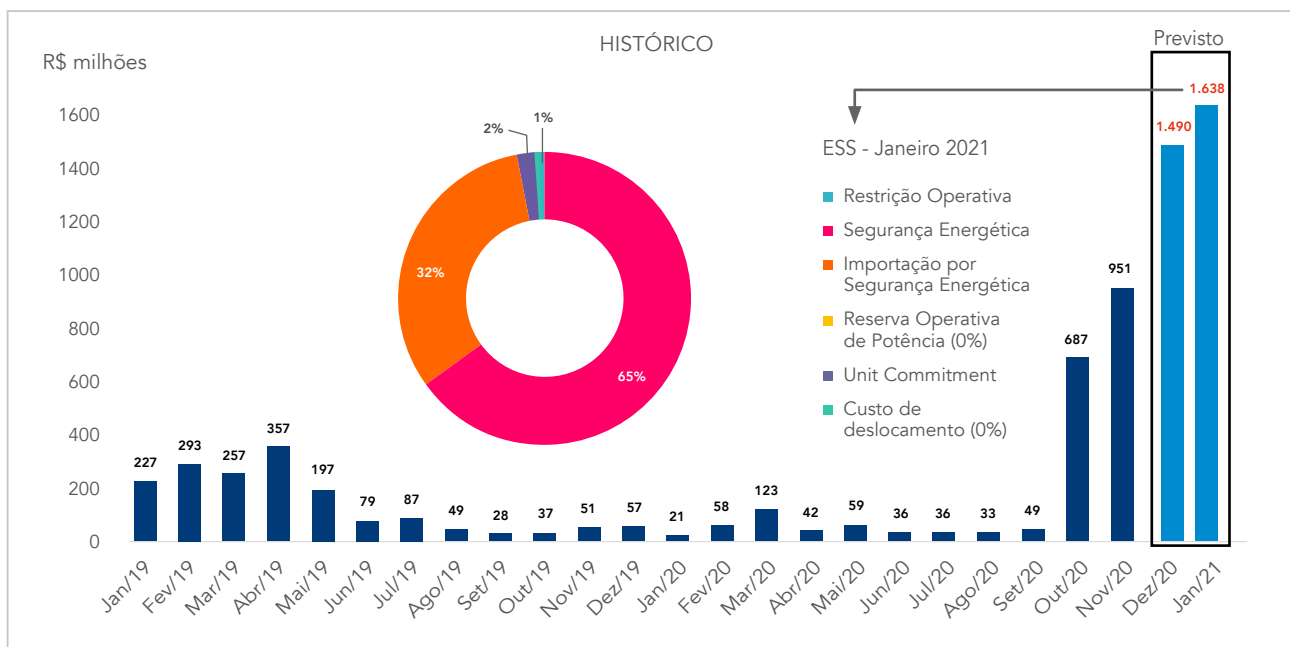


## Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para janeiro/2021 totalizou aproximadamente R\$1,6 bilhão. Esse valor foi próximo ao apresentado em dezembro de 2020 e, adicionalmente, superou os recebimentos mensais de 2020 e 2019. Os principais gastos foram devido à segurança energética do sistema, sendo R\$1,07 bilhão

de geração térmica e R\$ 527,9 milhões de importação. Os custos decorrentes de restrições operativas somam R\$9,4 milhões, e os custos com *unit commitment* equivalem a R\$30,7 milhões, ao longo do mês. Por sua vez, essas restrições afetam o atendimento da demanda e a estabilidade do sistema.

### Encargo de Serviço do Sistema



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



## Bandeiras Tarifárias

Em fevereiro/2021, com base na previsão hidrológica, a bandeira tarifária amarela será mantida, o que equivale ao acréscimo de R\$ 1,343 na tarifa por cada

100 kWh de energia consumido. Esse valor é definido de acordo com as resultantes do cálculo dos PLDs limites e superiores das faixas de acionamento, com a geração hidráulica e garantia física.

Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária
jan/19		Amarela	jan/20		Amarela	jan/21		Amarela
fev/19		Verde	fev/20		Verde	fev/21		Amarela
mar/19		Verde	mar/20		Verde			
abr/19		Verde	abr/20		Verde			
mai/19		Verde	mai/20		Verde			
jun/19		Verde	jun/20		Verde			
jul/19		Amarela	jul/20		Verde			
ago/19		Vermelha P1	ago/20		Verde			
set/19		Vermelha P1	set/20		Verde			
out/19		Amarela	out/20		Verde			
nov/19		Vermelha P1	nov/20		Verde			
dez/19		Amarela	dez/20		Vermelha P2			

Nota: No período de junho a novembro de 2020 a bandeira verde ficou acionada devido a uma decisão da Aneel como medida emergencial por conta da pandemia da Covid-19.

Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

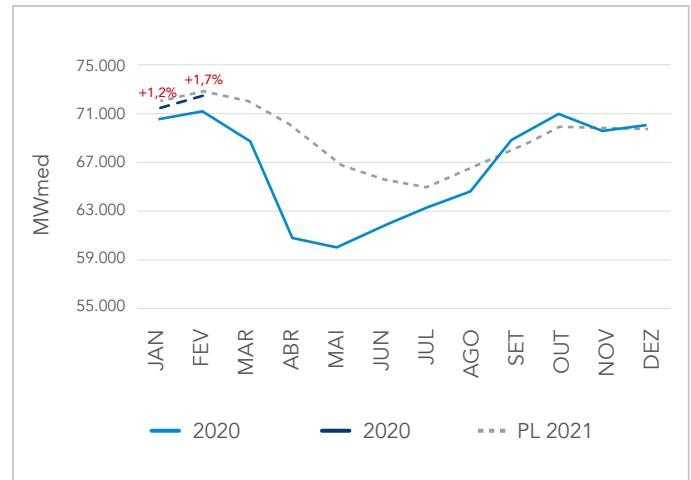


## Carga de Energia

No período de dezembro/2020 para janeiro/2021, a carga aumentou +2,0%, (71.540 MWmed). No período de janeiro a fevereiro/2021, a previsão mostra uma variação de +1,5% da carga (72.589 MWmed). Esses valores estão próximos da curva prevista pelo Planejamento Anual da Operação (PL 2021) e seguem a expectativa de produção industrial alta. Adicionalmente, o crescimento da demanda também está associado a ocorrência de temperaturas médias elevadas nas principais capitais do país.

Em relação aos valores registrados em 2020, a carga estimada para janeiro/2021 aumentou +1,2% e a projetada para fevereiro/2021 deverá aumentar +1,7%.

### Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

## Atendimento à Carga

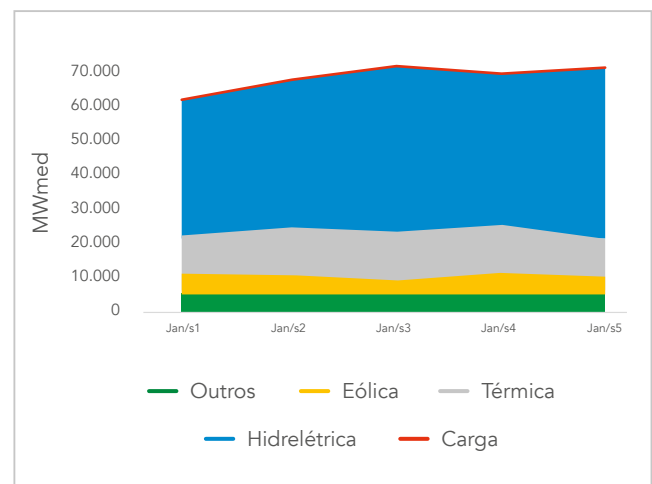
A geração hidrelétrica do SIN em janeiro/2021 (45 GWmed) cresceu +3% em relação a dezembro/2020. O submercado SE/CO registrou a maior geração, com aproximadamente 30 GWmed. No entanto, foi o submercado N que teve a maior alta relativa ao mês anterior, com aumento de +58% na geração. Já a geração hidráulica no NE recuou -45% em relação a dezembro/2020. Diante desse cenário hídrico, a geração térmica do SIN reduziu, reduziu e apresentou uma variação de 4% entre dezembro/2020 e janeiro/2021.

A geração eólica variou apenas +1% em relação ao mês anterior, e registrou 7 GWmed em janeiro de 2021. A baixa geração dessa fonte acompanha a sazonalidade característica anual. Já a fonte solar fotovoltaica teve um aumento de +9% na sua geração. O maior crescimento na geração dessa fonte aconteceu no NE, com aumento de +14% no período de dezembro/2020 a janeiro/2021.

Em janeiro/2021, o fluxo SE/CO-S enviou aproximadamente 3 GWmed de energia para o submercado S, e o SE/CO recebeu 3 GWmed do fluxo N-SE/CO e 3 GWmed do fluxo NE-SE/CO. O fluxo de intercâmbio

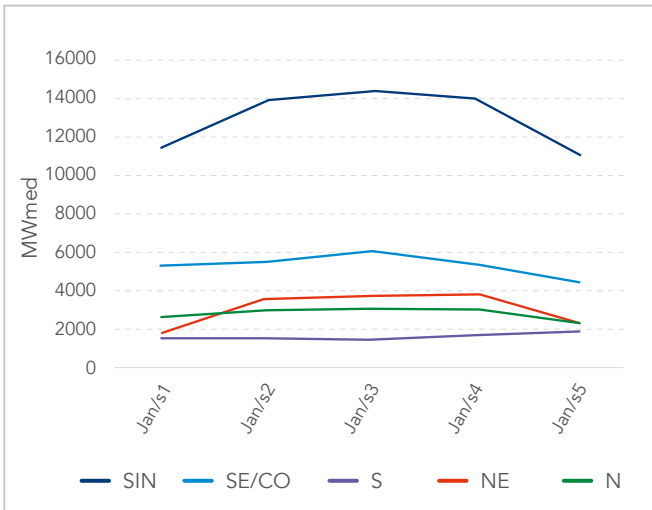
NE-SE/CO continuou exportando as sobras energéticas do NE face a elevada geração das eólicas. No entanto, o intercâmbio de energia entre esses submercados reduziu -38% em relação ao mês de dezembro/2020.

### Atendimento à Carga do SIN



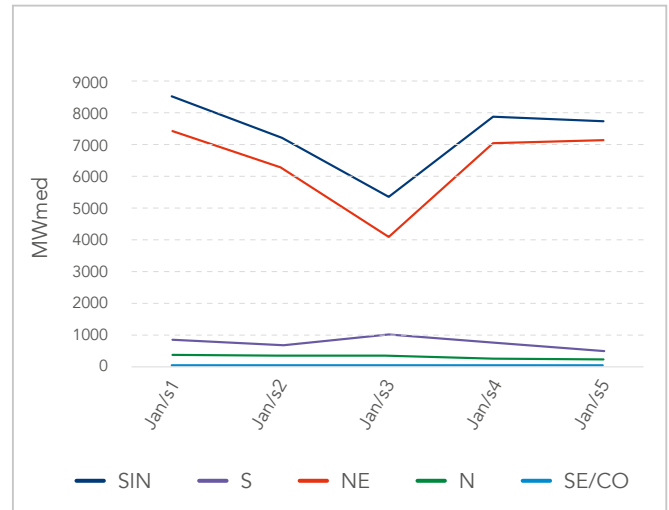
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

### Geração Térmica



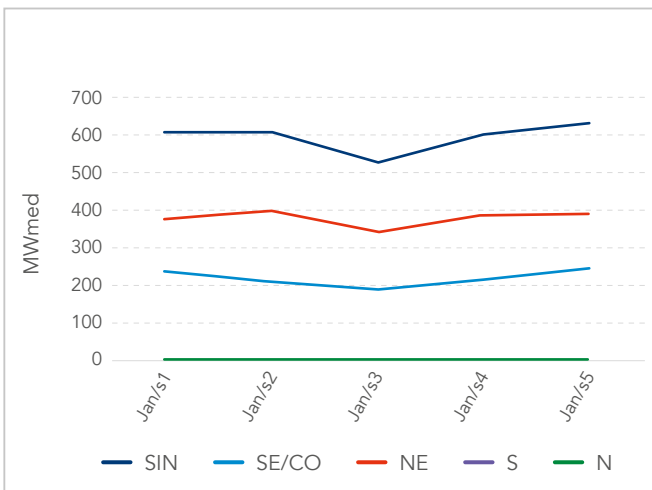
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

### Geração Eólica



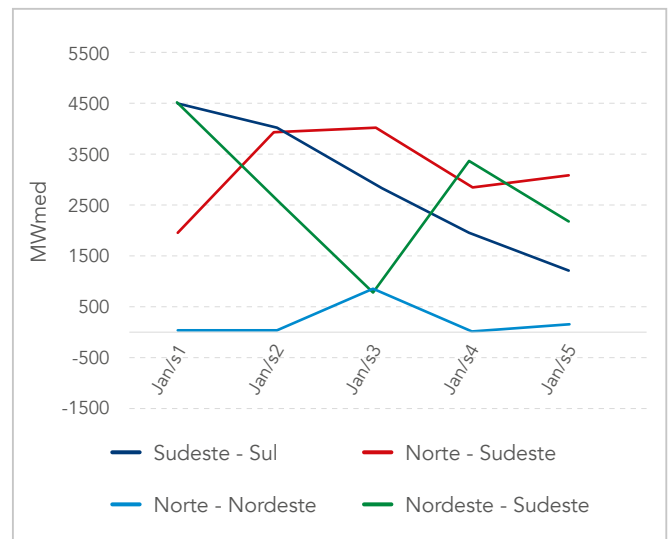
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

### Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

### Intercâmbios de Energia

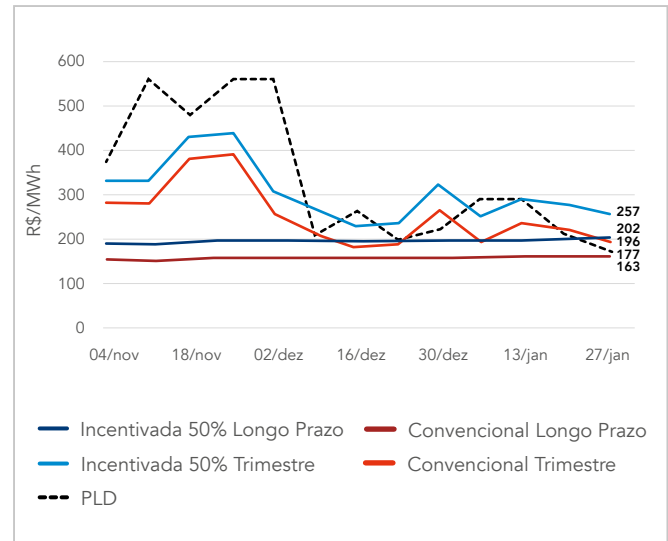


Fonte: Elaboração própria com dados ONS

## Preços de Contrato no ACL

Os índices de preço são apresentados com base nas métricas do *pool* de preços apuradas semanalmente pela DCIDE. Para a última semana de janeiro/2021, no produto trimestre, que agrega os produtos de fevereiro a abril de 2021, ocorreu elevação 2% no convencional e de 6% na incentivada, em que a variação do PLD se manteve negativa, em relação a dezembro/2020. Já as energias convencional e incentivada nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações positivas de 1,8% e 2,4% na comparação mensal, respectivamente.

Curva Forward - Mercado Livre



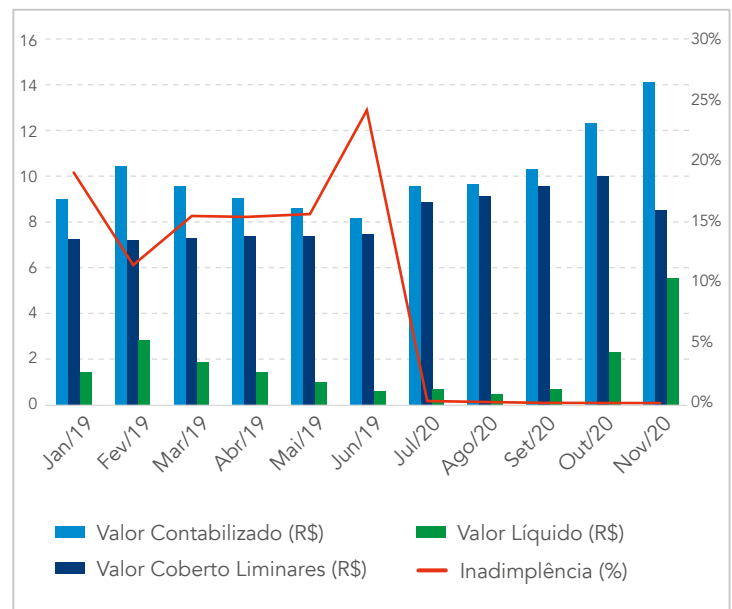
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE



## Liquidação na CCEE

Em novembro/2020, do valor contabilizado de R\$14,1 bilhões cerca de 61% seria liquidado na CCEE e não pagos, que estão relacionados com as liminares de GSF no mercado livre. Ao todo, a liquidação financeira do MCP movimentou R\$5,5 bilhões, 39% do valor total contabilizado. Outros valores em aberto no MCP referem-se ao montante parcelado em torno de R\$974 mil e inadimplência em torno de R\$2 milhões.

R\$ bilhões Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE



# Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

## Mantenedores

Ouro



Prata





---

[www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia)