



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

DEZEMBRO 2020

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 dezembro de 2020 e projeções para janeiro de 2021.

Destaques do Setor Elétrico

- (CCEE) O PLD passa a ser divulgado diariamente com vigência para todas as horas do dia seguinte com uso do modelo DESSEM. A primeira divulgação ocorreu no dia 31 de dezembro de 2020, considerando os valores do PLD horário vigente para o dia 1º de janeiro de 2021.
- (MME) O governo federal divulga a retomada dos leilões para contratação de energia elétrica, após as paralisações ocorridas pela pandemia da Covid-19. Para 2021, em junho são esperadas licitações "A-3" e "A-4" (energia nova) e "A-4" e "A-5" (energia existente), em setembro os leilões "A-5" e "A-6 (energia nova)", e em dezembro os leilões "A-1" e "A-2" (energia existente).
- (MME) Foi aberta a Consulta Pública para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030). As contribuições poderão ser feitas até 13 de janeiro de 2021.
- (EPE) A empresa EPE publicou estudo sobre expansão da capacidade de transmissão de energia elétrica na região do Norte de Minas Gerais, permitindo a entrada de novos projetos de geração, em especial, de fontes renováveis intermitentes.
- (ANEEL) A Agência reguladora aprovou por unanimidade a extensão do Programa Piloto de Resposta da Demanda para todas as regiões do país. Até então, o programa atendia apenas o Nordeste. O mecanismo pode atribuir mais flexibilidade ao sistema elétrico e auxiliar na garantia da sua segurança.

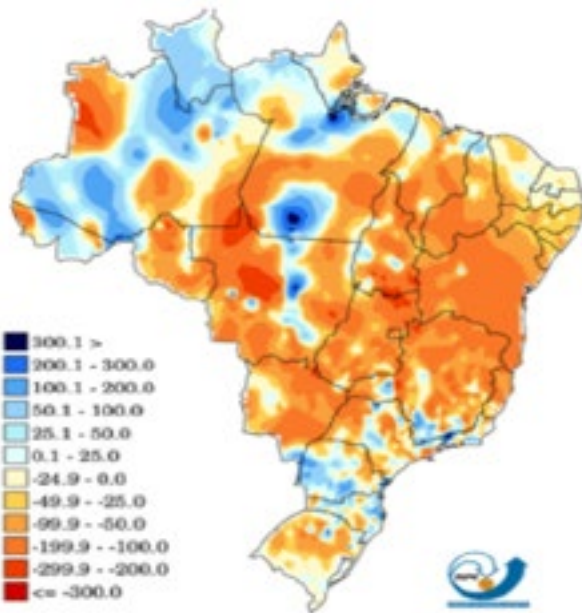


Climatologia

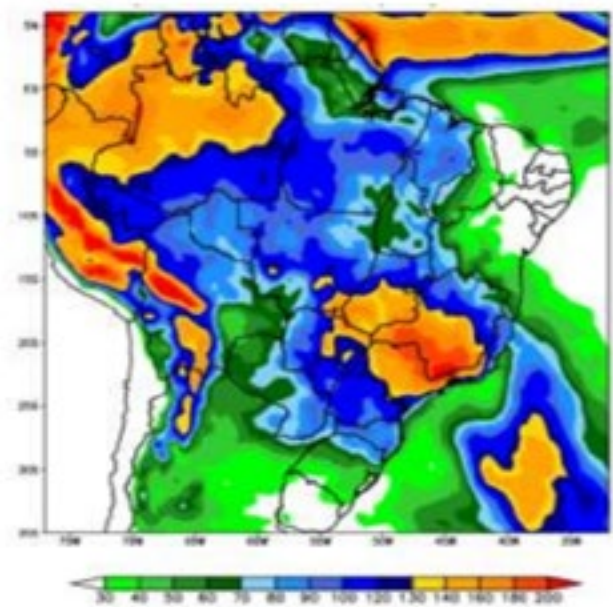
Em dezembro/2020, as chuvas nas bacias hidrográficas em alguns submercados ficaram próximas da média histórica. As precipitações ocorreram principalmente em parte das regiões SE/CO e S. Para a 1ª quinzena de

janeiro, prevê-se elevação das precipitações nas principais bacias que alimentam os submercados SE/CO e NE, que pode atingir até 180 mm. Os demais submercados, podem atingir até 120 mm de chuva acumulada.

Anomalia de precipitação (mm)
DEZ/2020



Precipitação acumulada (mm) – 15 dias
JAN/2021



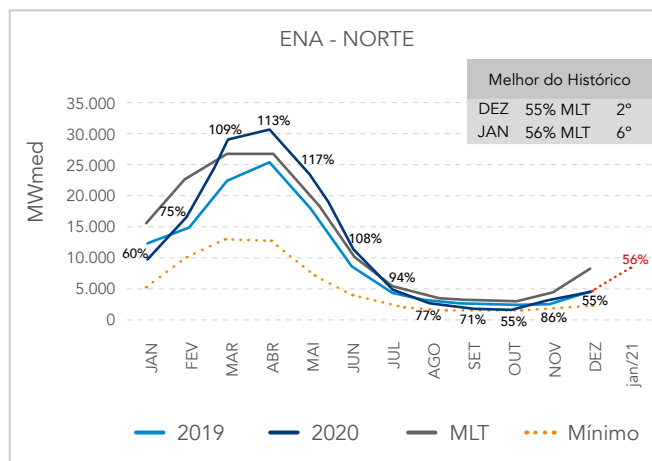
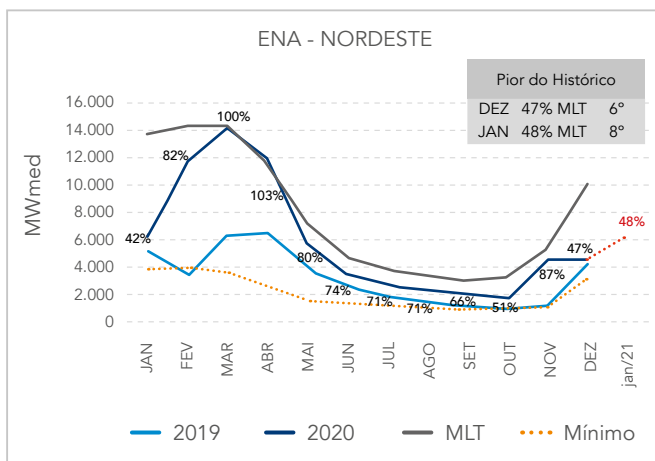
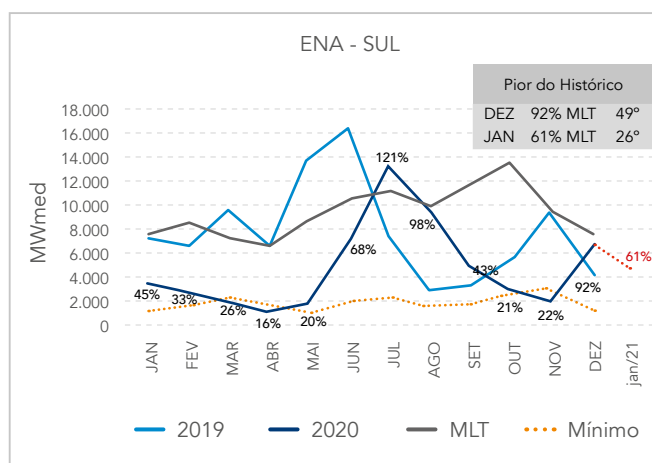
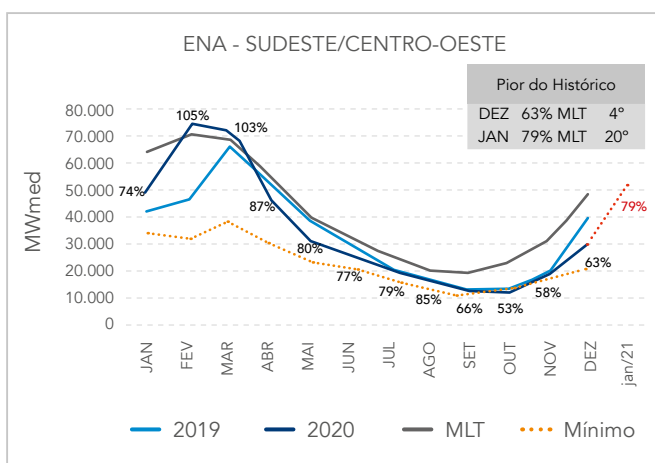
Fonte: INPE/CPTEC e CCEE



Energia Natural Afluente – ENA

Em comparação a novembro/2020, o mês de dezembro apresentou uma melhoria nas afluições. Todavia, essas afluições permaneceram abaixo da média histórica em todos submercados. Destaca-se que o N teve o segundo pior resultado de afluição para a série histórica neste mês, com 55% MLT, e o SE/CO permanece em um cenário desfavorável, refletindo o quarto pior do histórico.

Para janeiro/2021 é previsto ascensão das afluições dos subsistemas SE/CO, NE e N e recessão das afluições do S. Destaca-se o subsistema SE/CO que pode atingir 79% MLT. As previsões de vazão para todos os submercados permanecem com valores abaixo da média histórica.

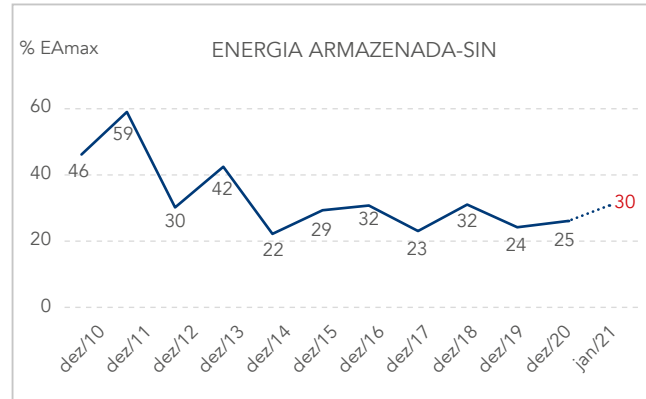


Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

Energia Armazenada – EAR

Em dezembro/2020, o SIN atingiu 25% da energia armazenada máxima. Este fato se deve às afluições abaixo da média histórica verificadas em todos os submercados. Os submercados chegaram ao final do mês com cerca de 19% (SE/CO), 27% (S), 46% (NE) e 28% (N).

Em janeiro/2021, a projeção indica o aumento da EAR para 30% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios mantém a previsão de aumento com o SE/CO em 27% da capacidade total, o N com 24% e o NE com 51%, à exceção do S que deverá encerrar o primeiro mês do ano com apenas 10%.

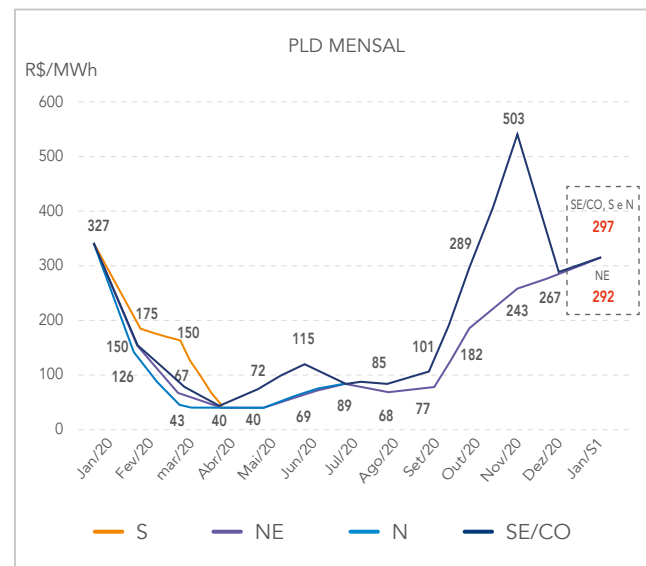


Fonte: Elaboração própria com dados ONS.



Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Em dezembro/2020 observou-se uma queda abrupta do PLD nos submercados SE/CO, N e S. Nesse período, o valor médio dos submercados atingiu 267 R\$/MWh. O fator responsável pela diminuição do PLD foi a elevação das afluições no mês de dezembro em relação ao mês de novembro de 2020 para o SIN. A 1ª semana operativa de janeiro/2021 (considerando as informações dos dias 2 a 8 de janeiro) mostra que o PLD atinge 297 R\$/MWh para os submercados SE/CO, S e N e 292 R\$/MWh no NE. Em dezembro/2020, a análise comparativa do PLD horário x patamar nos submercados SE/CO, S e N indica uma média dos desvios de +3 R\$/MWh, com máximo e mínimo de +447 e -370 R\$/MWh, respectivamente. No submercado NE, a média dos desvios ficou em +65 R\$/MWh, com máximo e mínimo de +471 e -170 R\$/MWh, respectivamente. Os desvios são decorrentes de considerações da operação semi-horária em relação aos patamares semanais (carga leve, média e pesada).

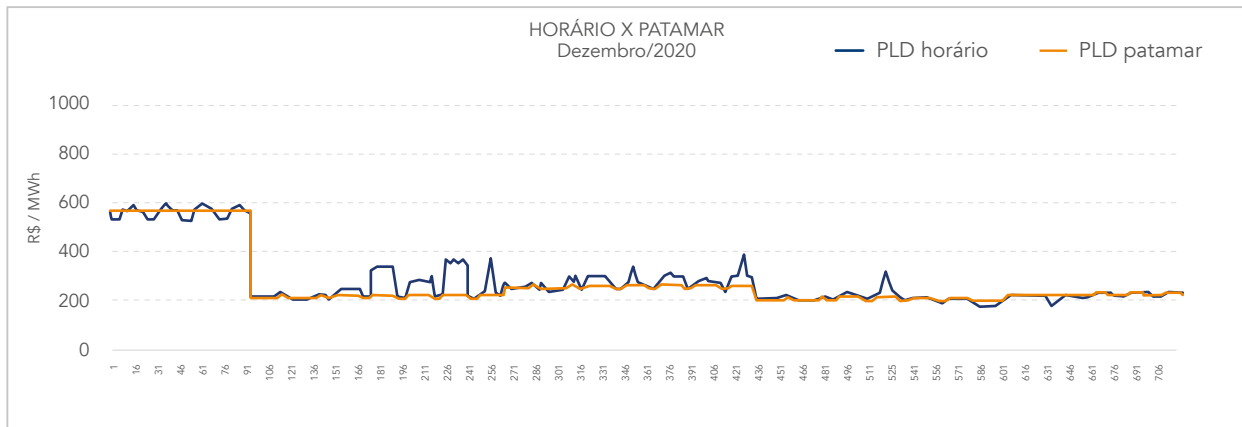


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

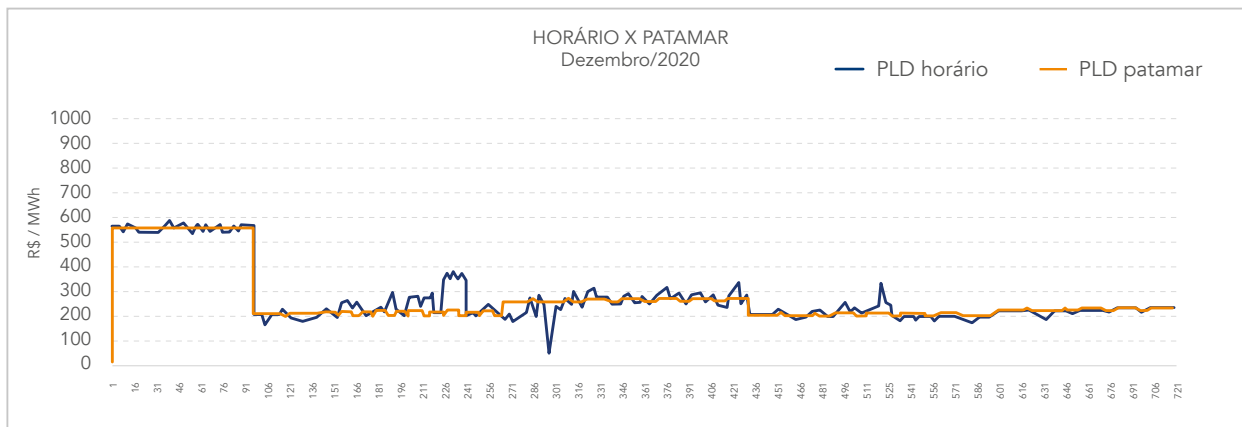
Em dezembro/2020, a análise comparativa do PLD horário x patamar nos submercados SE/CO, S e N indica uma média dos desvios de +21 R\$/MWh, com máximo e mínimo de +167 e -46 R\$/MWh, respectivamente. No submercado NE, a média dos desvios

ficou em +21 R\$/MWh, com máximo e mínimo de +168 e -220 R\$/MWh, respectivamente. Os desvios são decorrentes de considerações da operação semi-horária em relação aos patamares semanais (carga leve, média e pesada).

PLD SE/CO, S e N



PLD NE

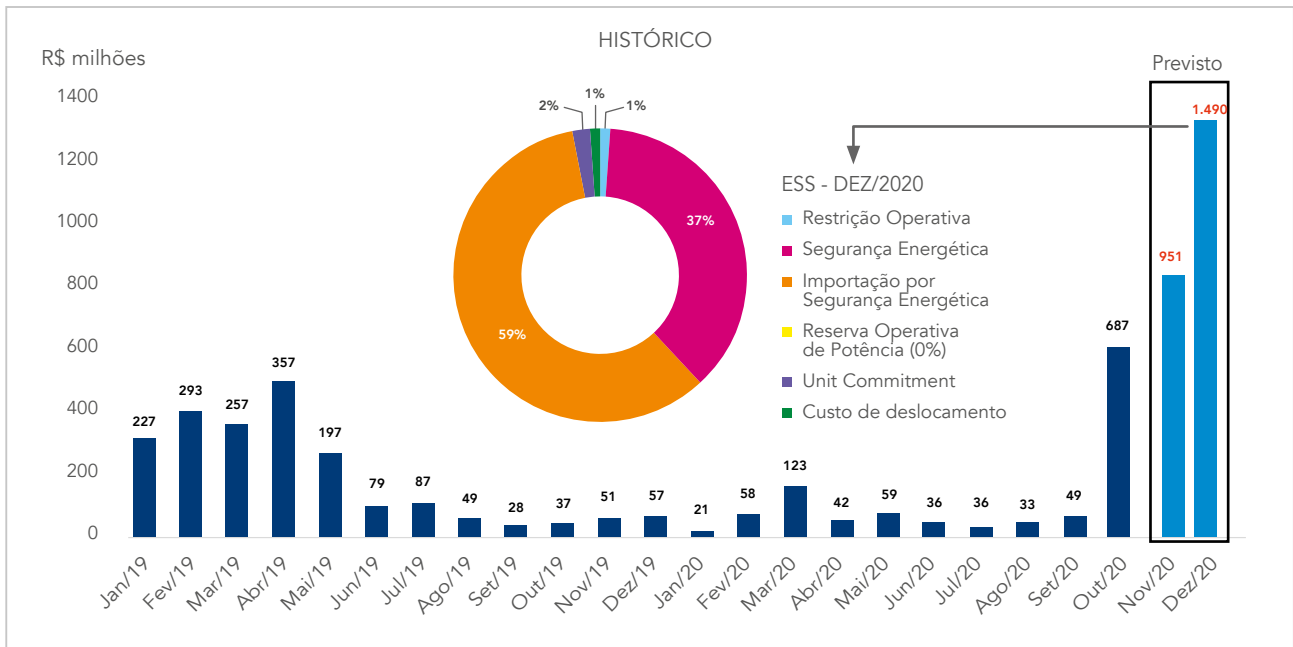


Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para o mês de dezembro de 2020 totalizou R\$1,5 bilhões aproximadamente, superando os demais meses do ano. Os principais gastos acontecem no período de 5 a 25 de dezembro, no qual a importação para segurança energética supera

R\$778 milhões e o gasto com segurança energética supera R\$536 milhões. Os custos decorrentes de restrições operativas que afetam o atendimento da demanda e a estabilidade do sistema somam R\$17 milhões, e por *unit commitment* R\$30 milhões, ao longo do mês.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.

Bandeiras Tarifárias

A bandeira tarifária para janeiro de 2021 será amarela com custo de R\$ 1,343 para cada 100 quilowatts-hora consumidos. A previsão hidrológica para o mês de janeiro sinaliza elevação das vazões afluentes aos

principais reservatórios do SIN, cenário que levou ao incremento no patamar da produção hidrelétrica, com a consequente redução nos custos relacionados ao risco hidrológico (GSF) e no preço da energia (PLD) em relação ao mês passado.

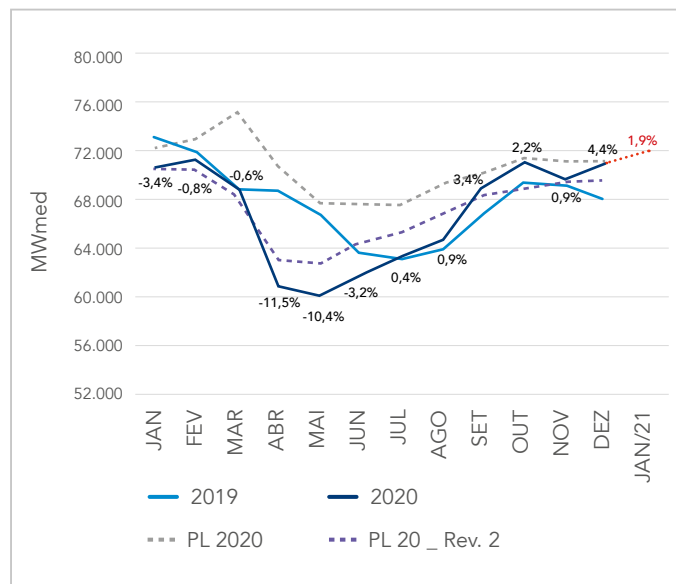
Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária	Mês	Bandeira	Tarifária
jan/19	Amarela	Amarela	jan/20	Amarela	Amarela	jan/21	Amarela	Amarela
fev/19	Verde	Verde	fev/20	Verde	Verde			
mar/19	Verde	Verde	mar/20	Verde	Verde			
abr/19	Verde	Verde	abr/20	Verde	Verde			
mai/19	Verde	Verde	mai/20	Verde	Verde		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

Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Carga de Energia

No período de dezembro de 2020 (71.110 MWmed) para janeiro de 2021 (72.033 MWmed) está previsto uma variação de +1% da carga. A carga projetada para janeiro de 2021 é superior em +2% ao valor registrado no ano anterior (janeiro de 2020). Dentre os principais motivos para a expectativa de crescimento da carga, destacam-se as temperaturas elevadas nos quatro submercados, típicas deste período do ano, e a alta produção industrial que segue à retomada das atividades econômicas no país.

Carga de Energia do SIN



Fonte: Elaboração própria com dados ONS.

Atendimento à Carga

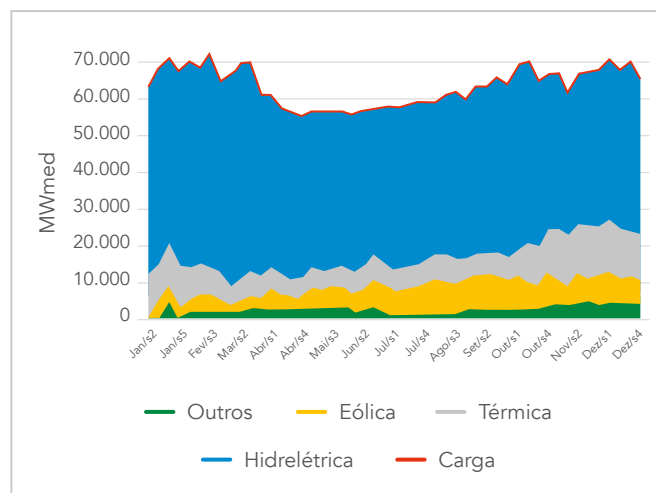
A geração hidrelétrica do SIN em dezembro de 2020 (44 GWmed) cresceu +8% em relação a novembro. O submercado SE/CO apresentou uma geração de aproximadamente 30 GWmed. No entanto, foi o submercado S que teve a maior alta relativa ao mês anterior, com aumento de +56% na geração. Por consequência, a geração térmica do SIN reduziu, com uma variação de -7% entre novembro e dezembro de 2020. A redução na geração térmica é decorrência da melhoria nas afluências do SIN. Assim, menos usinas tiveram que ser acionadas para garantir a segurança energética do sistema.

A geração eólica variou apenas -1% em relação ao mês anterior, registrando 7 GWmed em dezembro de 2020. A redução de geração dessa fonte acompanha a sazonalidade característica anual. Já a fonte solar fotovoltaica teve um aumento de +7% na sua geração. O maior crescimento da geração aconteceu no NE, com aumento de +10% no período de novembro a dezembro de 2020.

Em dezembro, o fluxo SE/CO-S enviou aproximadamente 2 GWmed de energia para o submercado Sul, e o SE/CO recebeu 1 GWmed do fluxo N-SE/CO e 3

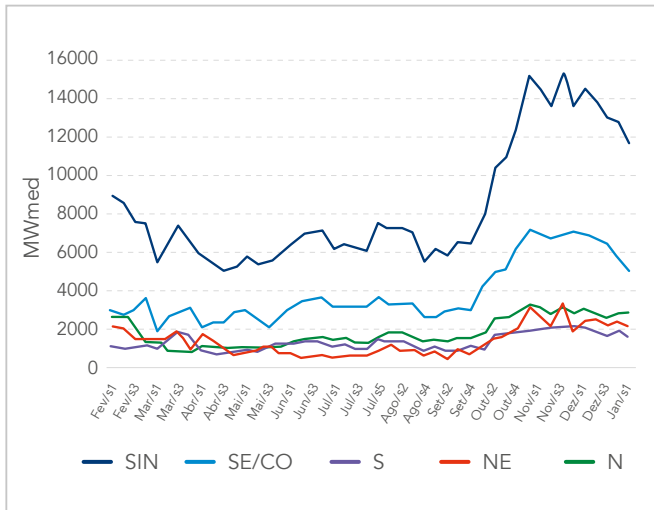
GWmed do fluxo NE-SE/CO. O fluxo de intercâmbio NE-SE/CO continuou exportando as sobras energéticas do NE face a geração das eólicas. O intercâmbio de energia entre esses submercados aumentou +18% em relação ao mês de novembro.

Atendimento à Carga do SIN



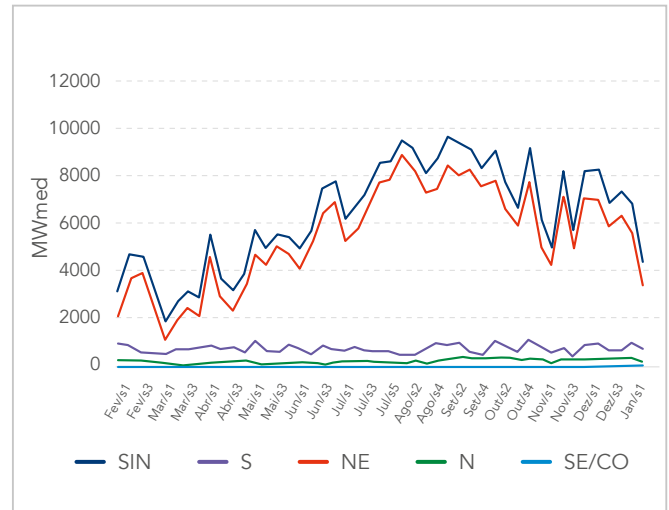
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



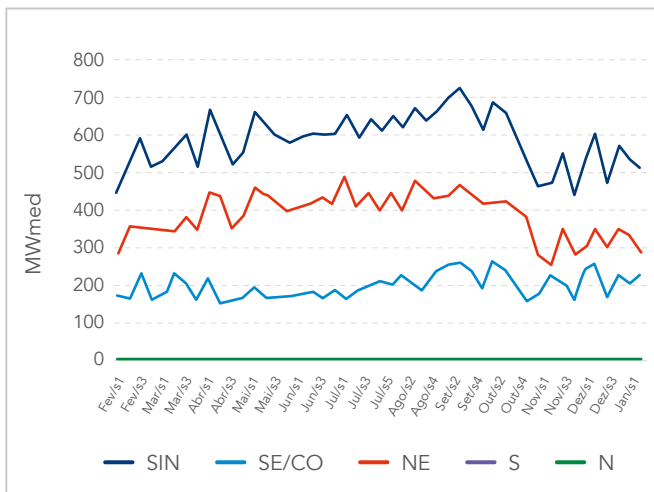
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



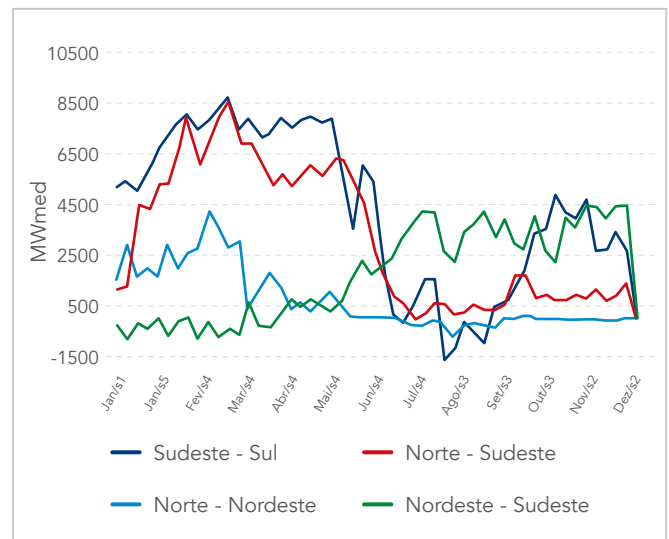
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Intercâmbios de Energia

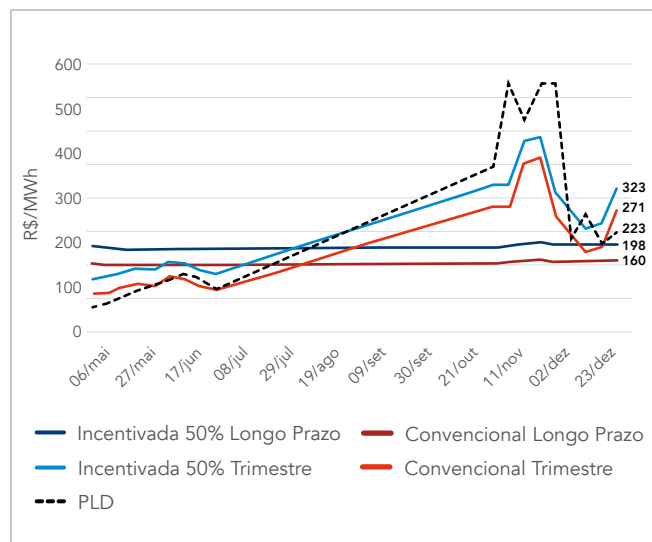


Fonte: Elaboração própria com dados ONS

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 do mês de dezembro de 2020, no produto trimestre, que agrega os produtos de janeiro a março de 2021, ocorreu retração de -31% no convencional e de -26% na incentivada. Essa variação ocorre em relação ao índice medido no mesmo período do mês anterior, acompanhando a variação negativa do PLD entre os meses de novembro e dezembro de 2020. Já as expectativas de preços das fontes convencional e incentivada nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) reduziram na média em -1%.

Curva Forward - Mercado Livre



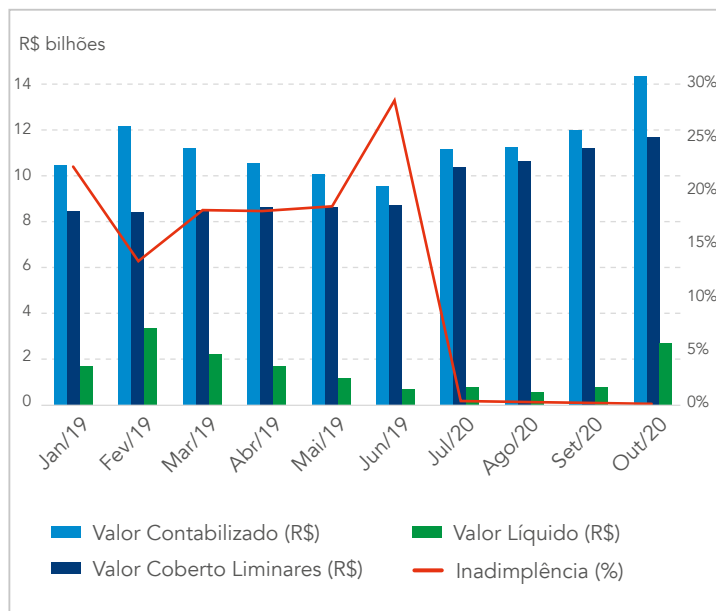
Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE



Liquidação na CCEE

Em outubro de 2020, dos R\$ 12,3 bilhões (maior valor liquidado pela operação desde fevereiro de 2019), cerca de 82% do valor que seria liquidado na CCEE e não pagos, está relacionado com as liminares de GSF no mercado livre (ACL). O montante parcelado ficou em torno de 1,1 milhões. A operação de outubro envolveu 10.143 participantes, sendo 5.262 devedores e 4.881 credores.

Inadimplância na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia