



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

DEZEMBRO 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

Aldren Vernersbach

Amanda Ferreira de Azevedo

Ana Costa Marques Machado

Gláucia Fernandes

João Teles João Victor Marques Cardoso

Matheus Felipe Ayello Leite

Paulo César Fernandes da Cunha

Pesquisadora Associada

Flávia Porto

Estagiários

Ester Nascimento

Victor de Lemos S. Fernandes

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Bruno Madureira

Carlos Quintanilha

Este informe apresenta aspectos do atendimento energético ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até o mês de dezembro de 2021 e projeções para janeiro de 2022.

Destaques do Setor Elétrico

- (ANEEL) A ANEEL aprovou critérios para a contratação da energia elétrica proveniente de Geração Distribuída (GD). Essa aprovação ocorreu após a Consulta Pública nº 40/2021, que teve como ideia principal a adequação do uso dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) para a expansão das redes de distribuição. O destaque do processo foi com relação à possibilidade de distribuidoras contratar energia de GD por meio de chamada pública, com o objetivo de reduzir despesas de operação e manutenção, ou ainda postergar investimentos para melhorias da rede, desde que seja demonstrado que essa é a alternativa de menor custo global ao consumidor.
- (ANEEL) A ANEEL aprovou a abertura de Consulta Pública para debater o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a revisão da Resolução Normativa nº 697/2015, que regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN. Com o debate, a ANEEL busca avaliar formas de incentivar a prestação dos serviços ancilares com qualidade e de identificar e alocar de modo eficiente os custos da prestação.
- (ONS) Estudos com horizonte até maio de 2022 indicam um cenário mais confortável para o setor elétrico. Isso se deve a implementação de novas usinas e a ampliação das linhas de transmissão. Há a expectativa de entrada 10 mil MW de potência, além de mais 16 mil quilômetros de linhas de transmissão, aumentando a transferência de energia do N e do NE para o SE/CO.
- (Canal Energia) A TR Soluções estima que as tarifas de energia poderão ter alta média de 19% em 2022.

A previsão vale para os consumidores de todo o país. As projeções foram calculadas por meio do Serviço para Estimativa de Tarifas de Energia, plataforma da empresa que, há uma década, reproduz os cálculos tarifários de acordo com os procedimentos definidos pela ANEEL, incluindo parâmetros como condições do mercado da distribuidora, contratos de energia e variação do dólar.

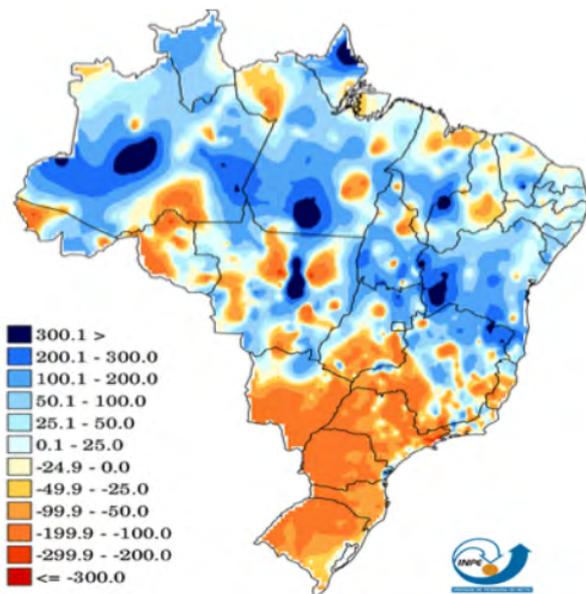
- (MME) Conforme portarias publicadas no Diário Oficial da União, o MME prevê realizar 28 leilões no período de 2022 a 2024. Nesse período, o calendário dos leilões projeta 22 certames de geração, dentre eles estão: energia nova (com exceção do A-5) e existente, de reserva de capacidade e de suprimento aos sistemas isolados; além de seis leilões de linhas de transmissão.
- (ONS) O ONS disponibilizou a Nota Técnica DPL 0156/2021 que contém as premissas e metodologia empregadas na construção da atualização da Curva Referencial de Armazenamento (CREF 2022), para ser adotada em 2022. Esse documento tem o objetivo de ser um instrumento que agregue robustez ao acompanhamento das condições de atendimento energético do SIN, bem como dar transparência ao processo decisório quanto às medidas que sejam necessárias em caso de risco no atendimento eletroenergético do sistema.
- (ONS) O ONS apresentou o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (PAR/PEL). As ações de planejamento para o setor elétrico preveem investimentos de R\$ 23,9 bilhões em novas obras até 2026.

Climatologia

Durante o mês de dezembro/2021 observou-se que parte das bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia negativa de chuvas. As maiores precipitações foram observadas nas bacias do Tocantins e São Francisco, acima da MLT. Dentre os submercados, o SE/CO se destaca com um cenário hidrológico recessivo e ainda pode-se observar uma redução dos níveis de precipitação nos rios das bacias

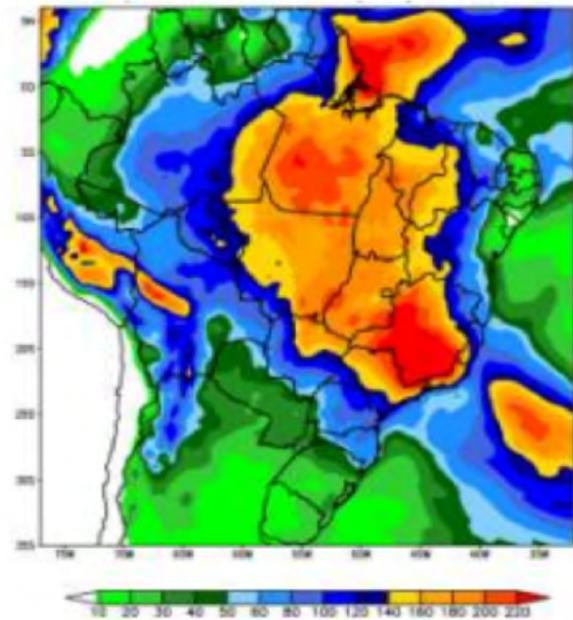
e sub-bacias do S. As previsões do ONS apontam que o volume de água nos reservatórios estará maior em todos os quatro submercados. Para a primeira quinzena de janeiro/2022, observa-se grandes precipitações nas principais sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do N e NE, com valores que podem superar 220 mm acumulados. Para a principal bacia hidrográfica do S, as precipitações podem chegar a 100 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - DEZ/2021

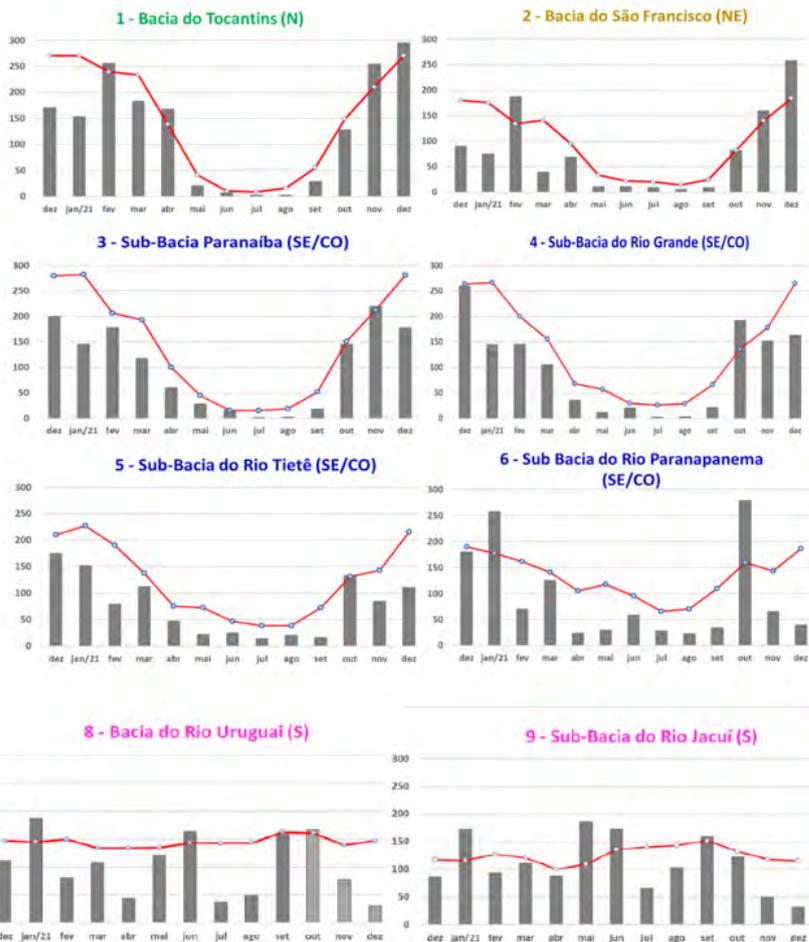
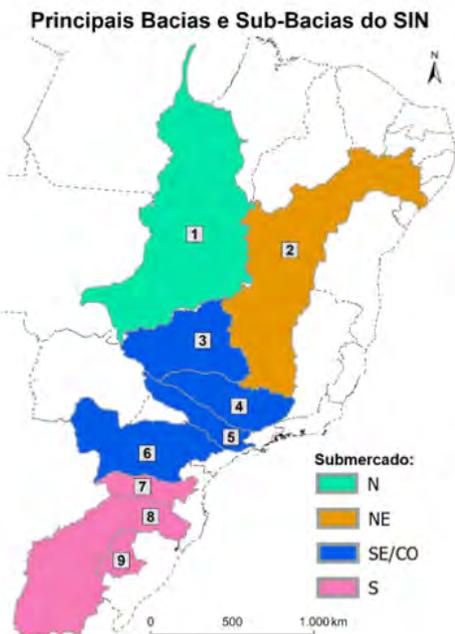


Fonte: INPE/CPTEC /INMET

Precipitação acumulada (mm) - 15 dias de JAN/2022



Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN



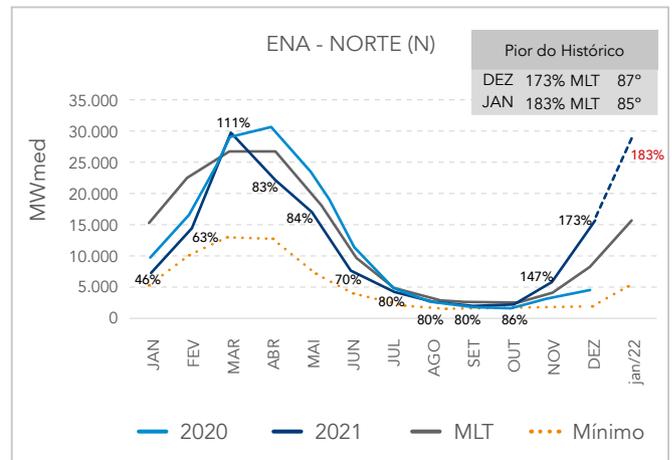
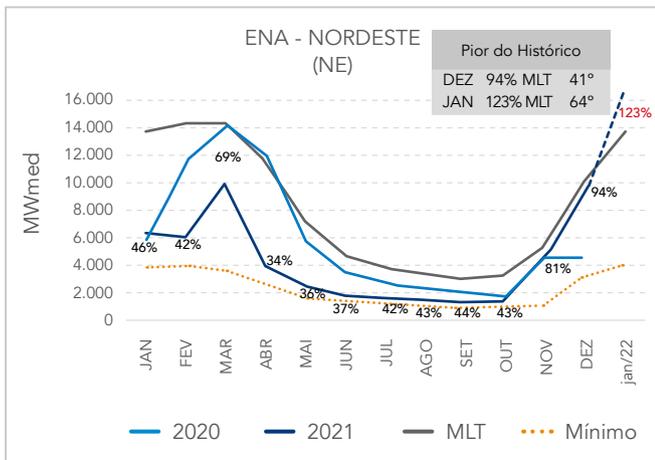
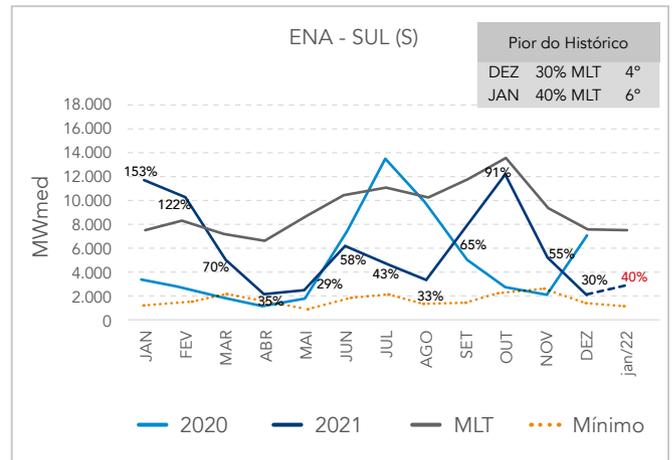
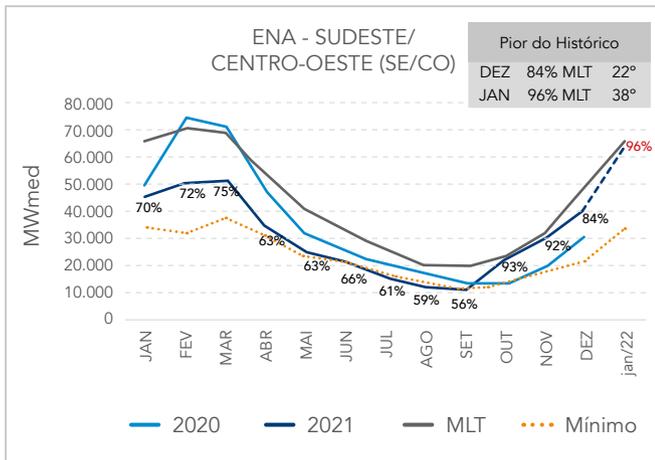
■ Precipitação (mm)
 — MLT (mm)

Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluyente – ENA

Em dezembro/2021, com exceção do submercado N, as afluições nos demais submercados permaneceram abaixo da média histórica. Diferente dos outros submercados, o S apresentou um cenário desfavorável, refletindo o 4º pior resultado de afluição para a série histórica desse mês, com 30% MLT. A previ-

ção mensal para janeiro/2022 indica a ocorrência de afluições próximas à média histórica para o SE/CO, abaixo da MLT para o S e acima da MLT para os submercados NE e N. Destaca-se o pior resultado de afluições para o submercado S, correspondendo ao 6º para o mês.



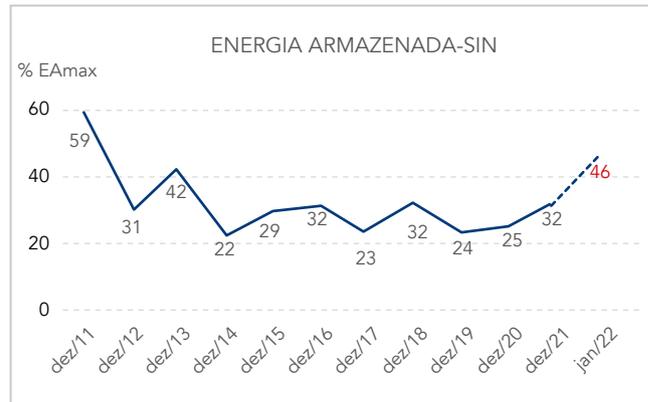
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Energia Armazenada – EAR

Em dezembro/2021, o SIN atingiu 32% da energia armazenada máxima. Esse fato se deve às aflúências abaixo da média histórica verificadas na maioria das bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 25% (SE/CO), 43% (S), 50% (NE) e 48% (N).

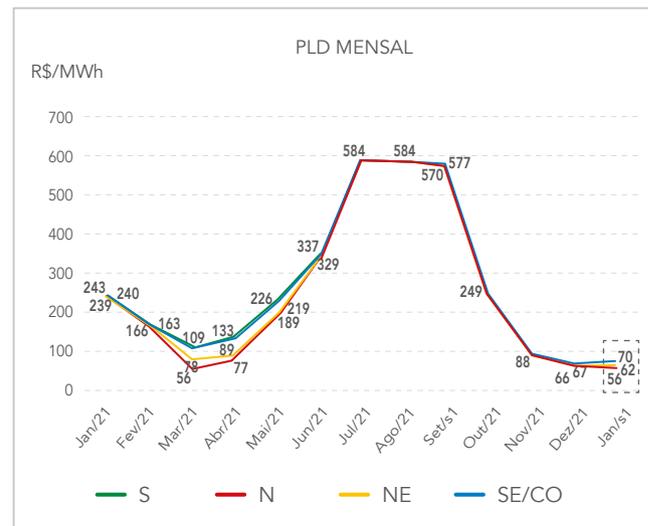
Em janeiro/2022, a projeção mostra uma melhora significativa da EAR, em que pode atingir 46% no SIN. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de 37% (SE/CO), 34% (S), 73% (NE) e de 86% (N).



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Desde outubro/2021, tem-se acompanhado a redução significativa do PLD em todos os submercados. Em dezembro/2021, o PLD mensal dos submercados SE/CO e S atingiu 66,7 R\$/MWh, e 66,3 R\$/MWh nos submercados NE e N. O fator responsável por essa redução se deve à melhora das aflúências nos submercados. Previsões do ONS indicam que as aflúências devem permanecer em ascensão em janeiro/2022. O PLD verificado para a 1ª semana operativa de janeiro/2022 (período 01/01 a 07/01) atingiu 56 R\$/MWh no N, 62 R\$/MWh no NE e 70 R\$/MWh nos submercados SE/CO e S. Com base na projeção da CCEE, é esperado o aumento desses valores até o final do mês.

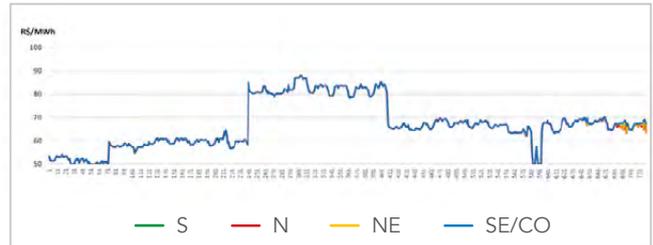


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Nota: Valores limites de PLD mensal – Teto: 584 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.

Em dezembro/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO e S apresentou uma média mensal em torno de 66,7 R\$/MWh com máximo de 87,8 R\$/MWh e mínimo de 49,8 R\$/MWh. Nos submercados N e NE, a média ficou em 66,3 R\$/MWh com máximo 87,8 R\$/MWh e mínimo de 49,8 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



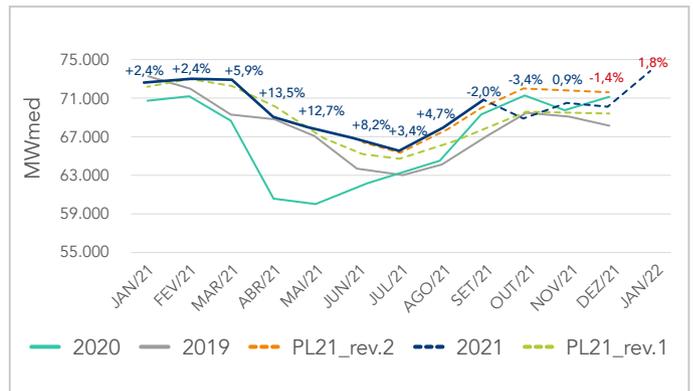
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: 1.142 R\$/MWh e Piso: 50 R\$/MWh.

Carga de Energia

Para dezembro/2021, estima-se uma retração da carga de -0,4% (70.038 MWmed) em relação a novembro/21. A carga para fechar dezembro/2021 reduziu -1,4% em relação a dezembro/2020 e a projetada para janeiro/2022 deverá aumentar em +1,8% quando comparado ao mesmo mês do ano anterior.

Carga de Energia do SIN



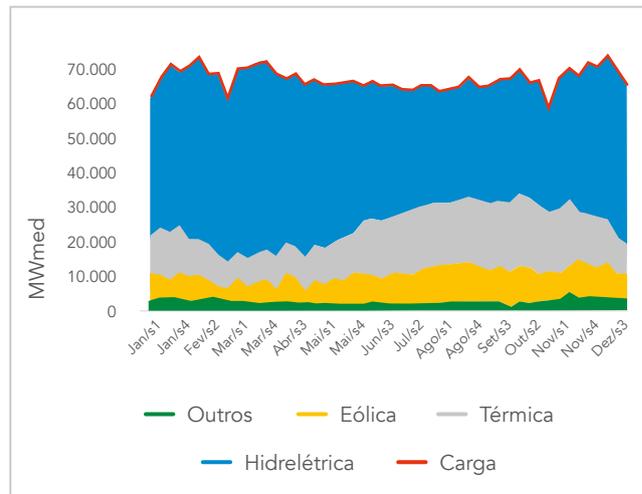
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Atendimento à Carga

Em dezembro/2021, a geração hidrelétrica do SIN (46,6 GWmed) aumentou 11% em relação a novembro/2021. Diante desse cenário, a geração térmica diminuiu em -31%, com uma geração média de 12,1 GWmed. A geração eólica registrou 8,1 GWmed, o que representou uma redução de -6% em relação ao mês anterior. Já a fonte solar fotovoltaica teve uma geração de 1,0 GWmed, com uma redução de -9,6% em relação a novembro/2021.

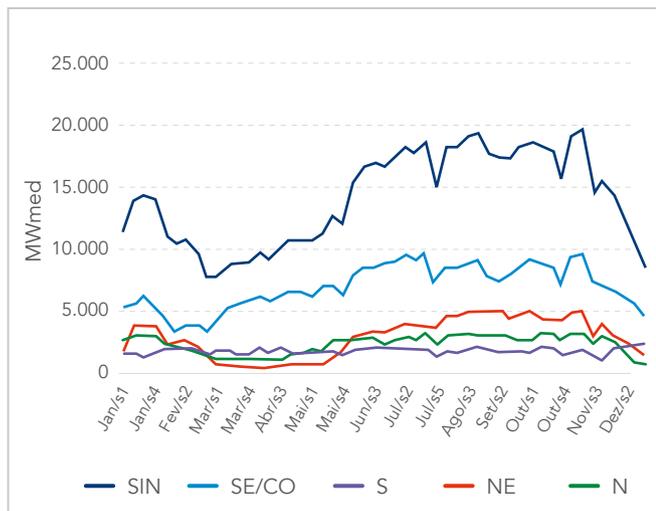
Com relação aos intercâmbios de energia entre os submercados, o fluxo líquido SE/CO-S foi de 5,4 GWmed de energia, em dezembro/2021. Já o SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 7,9 GWmed, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 1,9 GWmed. Já o N importou energia do NE, que equivaliu a 0,1 GWmed.

Atendimento à Carga do SIN



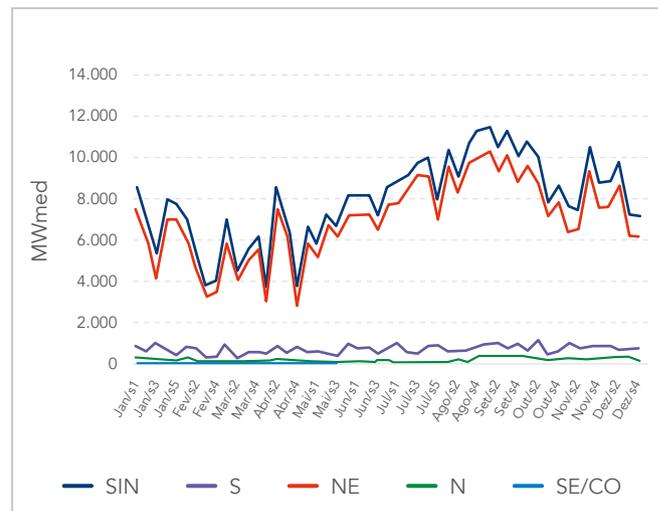
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



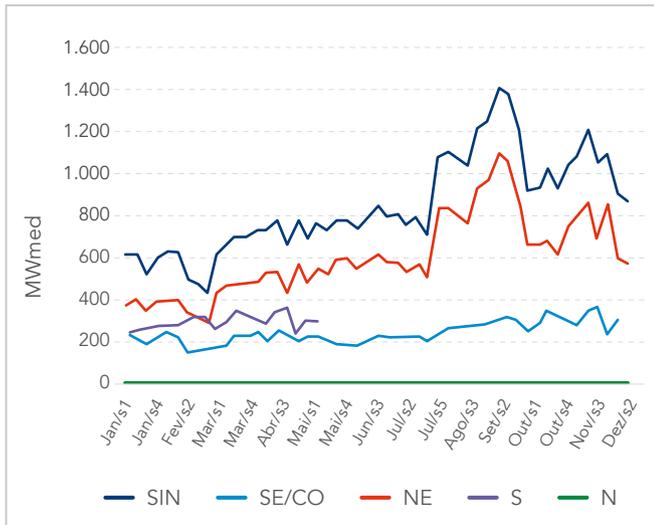
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



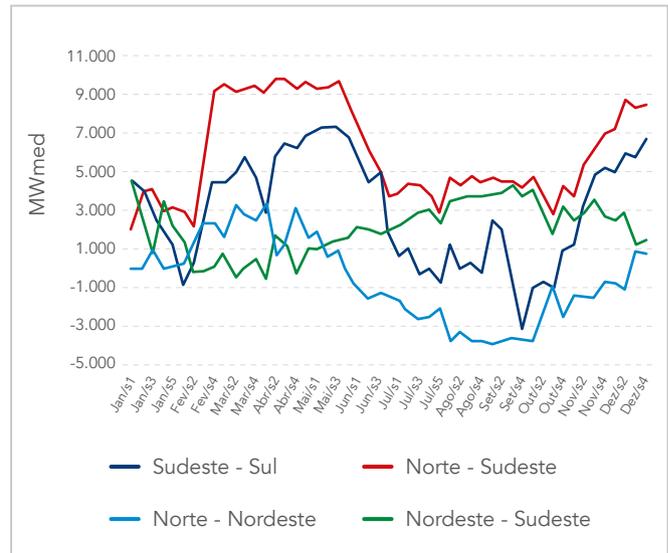
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Intercâmbios de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias têm a finalidade de sinalizar custos adicionais para geração de energia elétrica aos consumidores faturados pelas distribuidoras. Esse sistema é composto pelas modalidades: verde, amarela e vermelha. Com base na determinação da Aneel, a bandeira tarifária escassez hídrica (142 R\$/MWh) vai

perdurar até abril de 2022. Esse patamar foi criado por determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia.

Bandeiras Tarifárias (valores em R\$/MWh)												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2019	0	0	0	0	10,00	0	15,00	40,00	40,00	15,00	41,69	13,43
2020	13,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62,43
2021	13,43	13,43	13,43	13,43	41,69	62,43	62,43	62,43	142,00	142,00	142,00	142,00
2022	142,00											

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

Nota 2: Conforme determinação da CREG, a bandeira tarifária Escassez Hídrica vai ficar acionada de setembro de 2021 até abril de 2022.

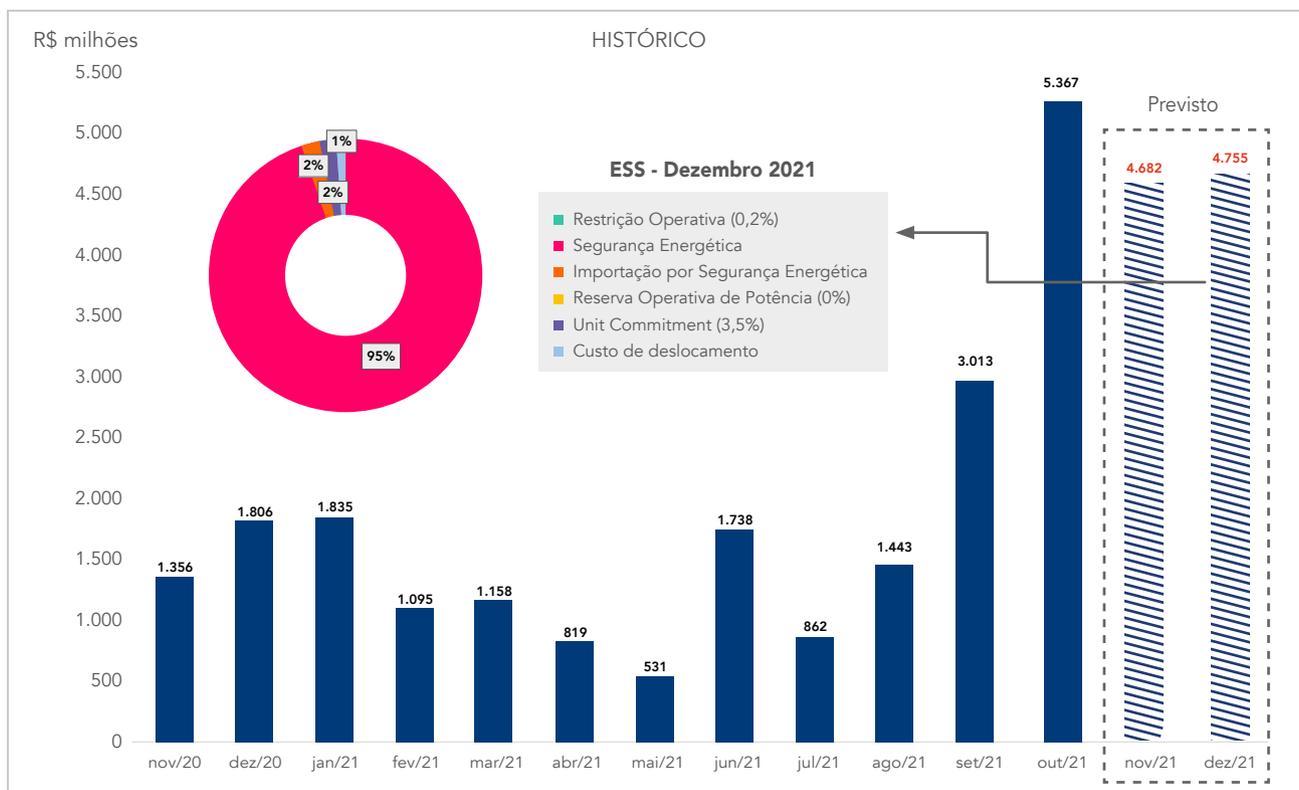
Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

O recebimento de encargos estimado para dezembro/2021 totalizou R\$ 4,8 bilhões, que contou com uma oferta adicional de R\$ 1,2 bilhão. Esse valor total representa um aumento de quase 1,6% nos gastos em relação a novembro/2021. Diante de um ano com a pior hidrologia dos últimos 91 anos, somado ao incremento dos preços dos combustíveis, os gastos com encargos permanecem intensificados devido ao acionamento

de usinas fora da ordem de mérito para atendimento à carga. Os gastos com segurança energética se mantiveram elevados se comparados ao mês anterior, em torno de R\$ 3,5 bilhões. Essa componente se destaca como a maior parcela dos encargos, que engloba as parcelas de geração térmica (95%) e de importação (2%), seguida pelas componentes do custo de deslocamento (1%), unit commitment (2%) e restrição operativa (0,11%).

Encargo de Serviço do Sistema



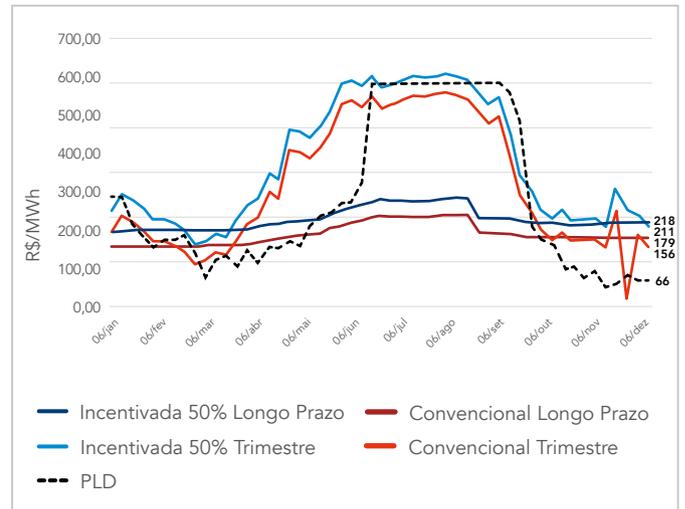
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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 dezembro/2021, o índice trimestral (agrega os produtos de agosto a outubro de 2021) para a fonte convencional foi medido em 156 R\$/MWh, apresentando variação negativa mensal em torno de -11%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em torno de 211 R\$/MWh, registrando variação de -8% no mês.

As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2023 a 2026 - longo prazo) registraram variações positivas em torno de +1% na comparação mensal. O PLD apresentou declínio de -28% neste mês de dezembro/2021.

Curva Forward - Mercado Livre



Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.

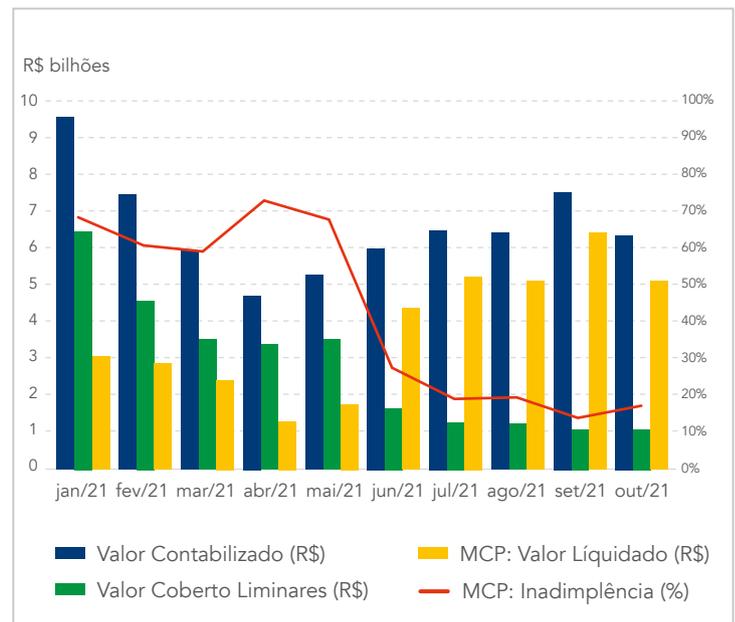


Liquidação na CCEE

Em outubro/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) do setor elétrico movimentou R\$ 5,1 bilhões do total de R\$ 6,4 bilhões contabilizados. O andamento das tratativas para encerrar a questão do GSF refletiu na liberação de mais R\$ 4 milhões em valores até então retidos por liminares.

Há um ano, esse volume de recursos bloqueados ultrapassava a marca dos R\$ 10 bilhões, mas desde então, o esforço do setor para a repactuação contribuiu para que 56 usinas efetuassem 144 pagamentos, reduzindo o montante para os atuais R\$ 1,1 bilhão. Do valor não pago na operação financeira desse mês, além dos valores ainda relacionados às liminares do GSF no mercado livre, R\$ 56 milhões já correspondem aos parcelamentos para repactuação e apenas R\$ 84 milhões referem-se à inadimplência.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia