



INFORME

ENERGIA ELÉTRICA

AGOSTO 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

Ana Costa Marques Machado

Angélica dos Santos

Gláucia Fernandes

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

Assistente de Ensino (MBA) e Pesquisa

Melissa Prado

Pesquisadora Associada

Flávia Porto

PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Thatiane Araciro

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

Destaques do Setor Elétrico

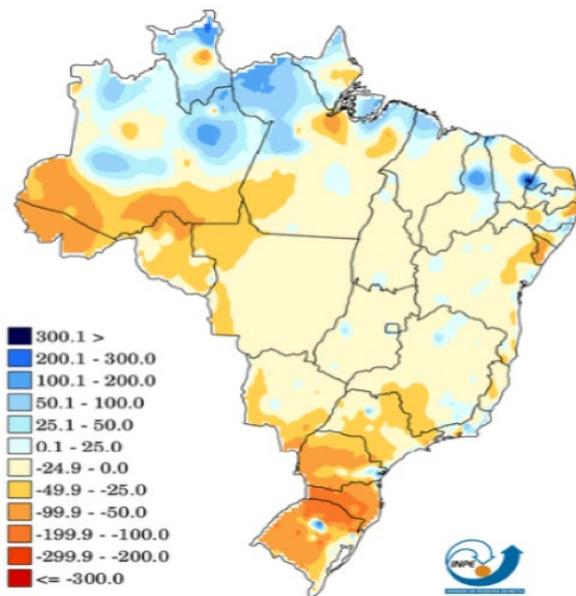
- (ANEEL) Devido ao agravamento da crise hídrica – o pior cenário de escassez em 91 anos, o governo anunciou duas novas medidas preventivas. A criação da bandeira tarifária escassez hídrica, no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos, e a implementação do programa de resposta voluntária da demanda para os consumidores cativos. Foi aprovado um bônus de R\$ 50 por 100 kWh reduzidos a partir de setembro, limitado à faixa de economia entre 10% e 20%. O bônus será custeado pelos próprios consumidores por meio de Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Com o programa, espera-se reduzir a demanda em 914 MW médios, o que representa 1,41% do SIN.
- (ANEEL) A Agência reguladora aprovou o edital do Leilão de Energia Nova nº 8/2021. Esse certame visa à contratação de energia elétrica gerada a partir de fontes hidrelétrica; eólica; solar fotovoltaica; termelétrica a biomassa, a carvão mineral nacional, a gás natural e de tratamento de resíduos sólidos urbanos. A realização desse leilão A-5 está prevista para 30 de setembro de 2021.
- (ANEEL) Autorizado o pagamento adicional de Receita Anual Permitida (RAP) para reforços prioritários de transmissão. Ao todo, podem ser antecipadas 31 obras selecionadas pelo ONS. Após conclusão, tais empreendimentos poderão contribuir para reduzir restrições de escoamento de energia elétrica gerada, eliminar a necessidade de geração térmica por razões elétricas, entre outros. A operação comercial deve ser iniciada até 31 de dezembro de 2022.
- (ONS) Foi publicada a Nota Técnica nº 090/2021 contendo novos critérios operativos para elevar níveis de transferência de energia entre os subsistemas. A forma de aumentar a capacidade de transferência entre regiões passa do atual critério de confiabilidade que considera a proteção do SIN contra perdas duplas de linhas de transmissão (N-2) para o critério que considera apenas a proteção face a perdas simples (N-1). Isso permitirá a elevação dos limites nas interligações das regiões Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com ganho potencial de transferência de energia de até 2.850 MW.
- (ONS) Foi atualizada a Nota Técnica nº 093/2021 com as informações sobre as condições de atendimento eletroenergético do SIN até novembro de 2021. A revisão foi necessária após ser observada uma afluência menor do que a considerada no estudo anterior, principalmente na região Sul.
- (Canal Energia) A operação comercial das linhas de transmissão Bom Jesus da Lapa – Janaúba e Pirapora 2, localizadas nos Estados da Bahia e de Minas Gerais, foi antecipada para a primeira semana de setembro. Essas linhas vão aumentar em 1.300 MW o intercâmbio de energia entre as regiões Nordeste e Sudeste. Segundo o MME, essa operação é uma solução estrutural para a ampliação da capacidade de escoamento de energia de usinas existentes ou a serem implantadas no Nordeste, além de reforçar o sistema receptor em Minas Gerais e no Espírito Santo.
- (FGV) A FGV Energia publicou um artigo que trata da Lei que autorizou a capitalização da Eletrobrás, que gerou uma série de discussões no setor energético. Esse artigo pode ser acessado pelo link: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/quando-jabutis-nao-pasam-de-bodes>

Climatologia

Durante o mês de agosto/2021, as chuvas nas principais bacias hidrográficas ficaram muito abaixo da média histórica (MLT). Todas as bacias hidrográficas de interesse do SIN apresentaram anomalia de precipitação negativa. Com a passagem de uma frente fria pela região S observou-se precipitações nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguaçu e Paranapanema, o que contribuiu para o nível dos reservatórios. O submercado SE/CO se destaca

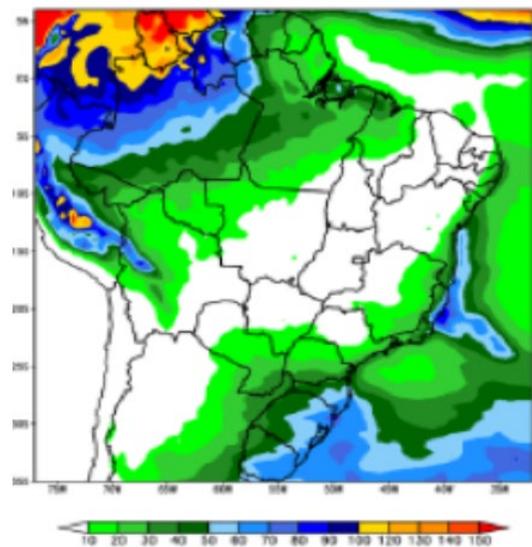
com o pior cenário dos últimos 91 anos e ainda se observa uma redução dos níveis de precipitação nos rios das bacias e sub-bacias do S, N e NE. Para a primeira quinzena de setembro/2021, observa-se a permanência de baixas precipitações nas principais sub-bacias do submercado SE/CO e nas bacias do N e NE, com valores até 30 mm acumulados. Para as bacias hidrográficas do S, as precipitações podem chegar a 60 mm.

Anomalia de precipitação (mm) - AGO/2021



Fonte: INPE/CPTec /INMET

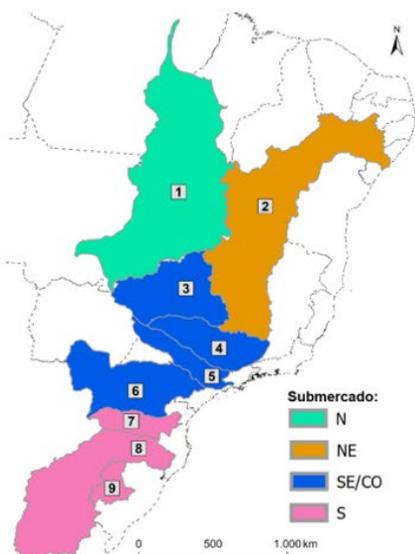
Precipitação acumulada (mm) - 15 dias de SET/2021



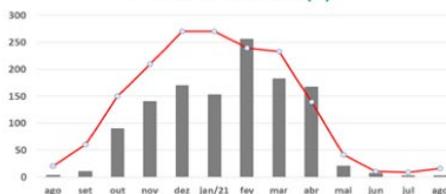
Precipitação nas principais bacias e sub-bacias do SIN

Principais Bacias e Sub-Bacias do SIN

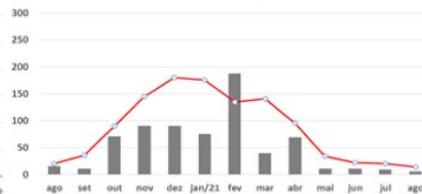
■ Precipitação (mm)
 — MLT (mm)



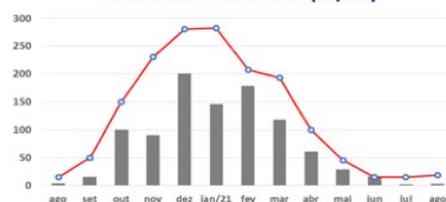
1 - Bacia do Tocantins (N)



2 - Bacia do São Francisco (NE)



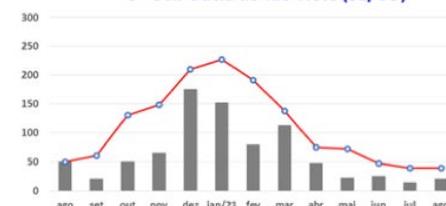
3 - Sub-Bacia Paranaíba (SE/CO)



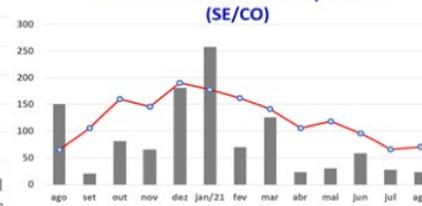
4 - Sub-Bacia do Rio Grande (SE/CO)



5 - Sub-Bacia do Rio Tietê (SE/CO)



6 - Sub Bacia do Rio Paranapanema (SE/CO)



7 - Sub-Bacia do Rio Iguaçu (S)



8 - Bacia do Rio Uruguai (S)



9 - Sub-Bacia do Rio Jacuí (S)



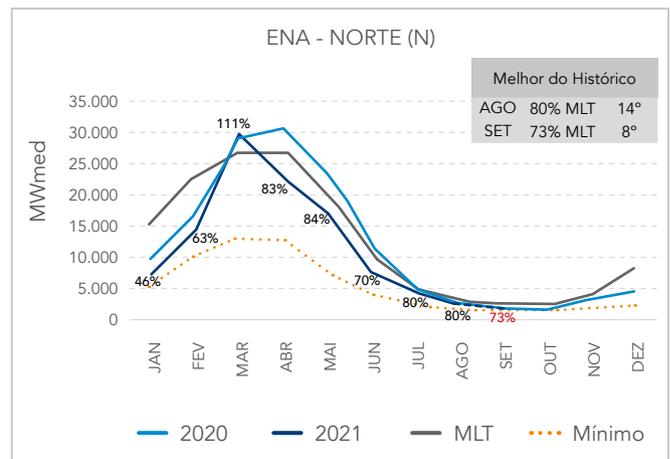
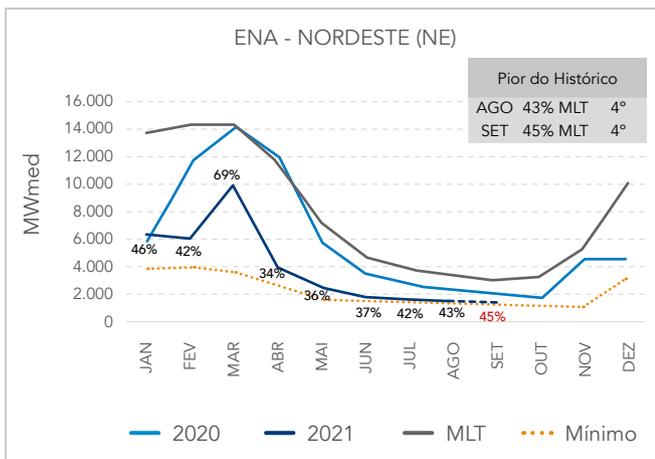
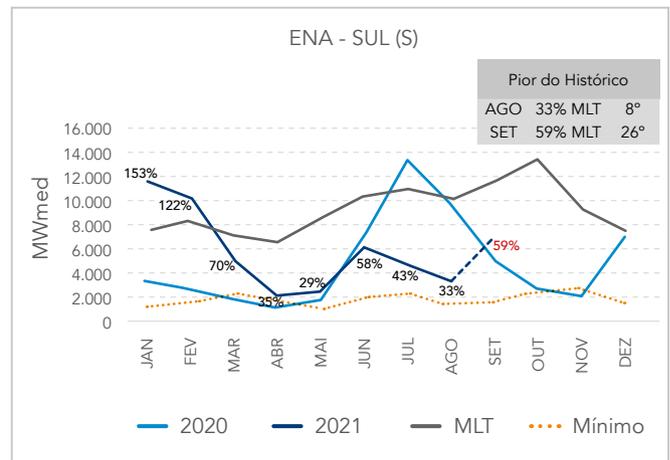
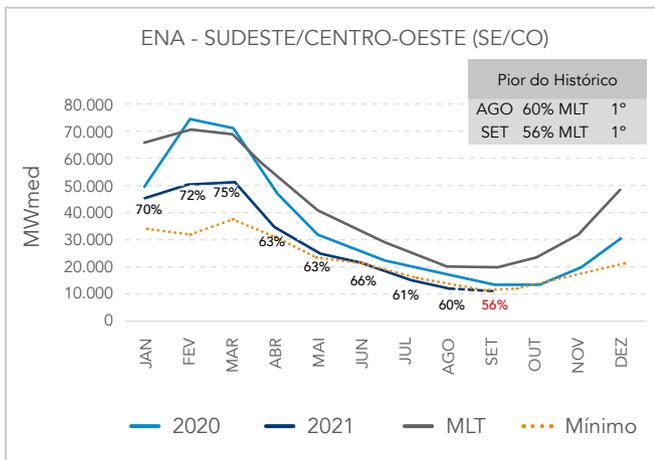
Fonte: Elaboração própria com dados do INPE/CPTEC

Energia Natural Afluente – ENA

A estiagem que atinge as regiões brasileiras leva o nível dos reservatórios do SIN a uma situação cada vez mais crítica. Em agosto/2021, as afluições nos submercados permaneceram abaixo da média histórica, indicando uma piora em relação a julho. O SE/CO manteve um cenário bastante desfavorável, abaixo da curva de ENA mínima, refletindo o 1º pior resultado de afluência para a série histórica nesse mês, com 60% MLT. Em função do cenário hidrológico adverso, as baixas afluições também são obser-

vadas nos submercados NE, S e N, respectivamente, correspondendo ao 4º, 8º e ao 14º pior da série histórica do período.

As projeções para setembro/2021 indicam a permanência dessa situação com o declínio das afluições nos submercados, com exceção do S. Destacam-se os piores resultados de afluições para os submercados SE/CO e NE, respectivamente, o primeiro e o quarto da série histórica para o mês.



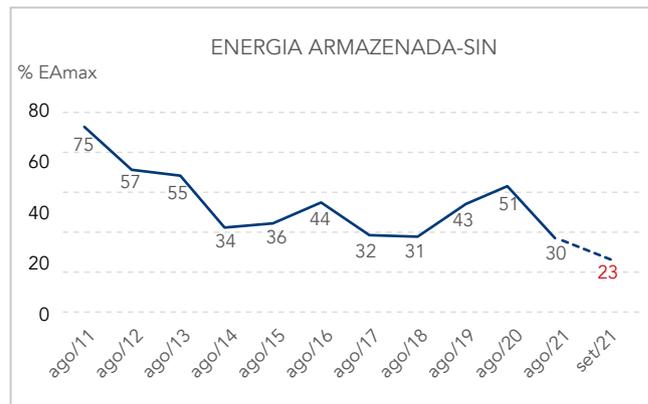
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Energia Armazenada – EAR

Em agosto/2021, o SIN atingiu 30% da energia armazenada máxima. Menor percentual observado nos últimos 10 anos. Esse fato se deve às afluições abaixo da média histórica verificadas nas bacias hidrográficas. Os submercados chegaram ao final do mês com armazenamento de 22% (SE/CO), 30% (S), 50% (NE) e 72% (N).

Em setembro/2021, a projeção mostra uma redução ainda mais expressiva da EAR atingindo 23%. O nível de armazenamento nos reservatórios indica previsão de declínio no valor total, com 15% (SE/CO), 24% (S), 39% (NE) e 63% (N).



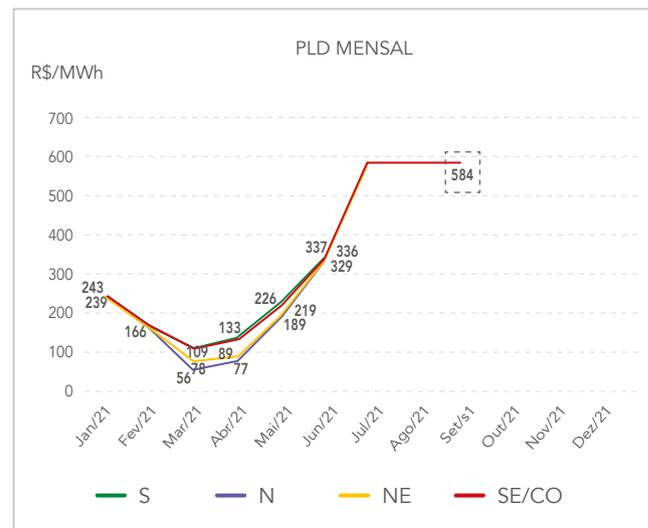
Fonte: Elaboração própria com dados ONS



Preço de Liquidação de Diferenças – PLD

Pelo segundo mês consecutivo, o PLD mensal atingiu o seu valor máximo de 584 R\$/MWh. O fator responsável pela permanência desse elevado valor se deve à realização de baixas afluições nos submercados. As previsões do ONS indicam que as afluições em todos os submercados devem continuar em queda em setembro.

O PLD verificado para a 1ª semana operativa de setembro/2021 (período 28/08 a 03/09) se manteve no valor teto para todos os submercados. É esperado que esse valor continue até o final do mês.

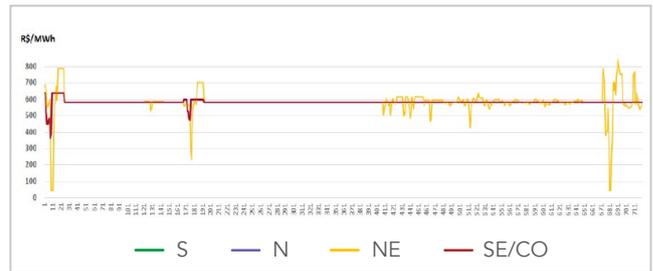


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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

Em agosto/2021, o comportamento do PLD horário nos submercados SE/CO, S e N apresentou uma média mensal de 584 R\$/MWh, com máximo e mínimo de 639 e 365 R\$/MWh, respectivamente. No submercado NE, a média também ficou em 584 R\$/MWh, mas com máximo de 845 R\$/MWh e mínimo de 50 R\$/MWh. As variações são decorrentes de considerações da operação horária.

PLD Horário



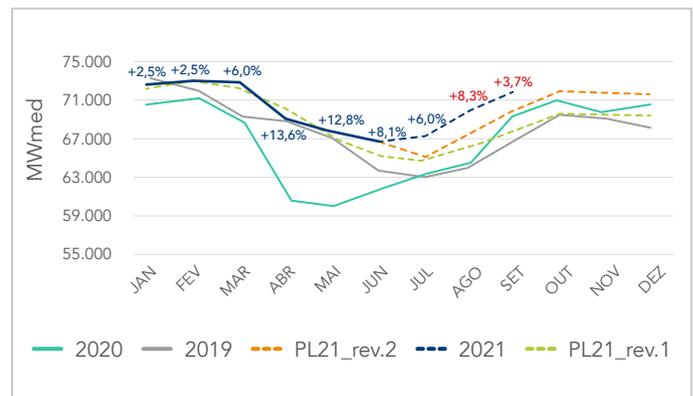
Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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

Carga de Energia

No período de julho a agosto/2021, a carga sofreu uma elevação de +4,2% (69.920 MWmed). Para o período de agosto a setembro/2021, a previsão aponta um crescimento de +2,8% carga (71.880 MWmed). Em relação aos valores registrados em 2020, a carga estimada para fechar agosto/2021 aumentou +8,3% e a projetada para setembro/2021 deverá aumentar +3,7%. Os valores observados em julho e agosto/2021, e o valor projetado para setembro/2021 são significativamente superiores aos valores apresentados na 2ª Revisão do Planejamento Anual da Operação Energética (PL21_rev.2).

Carga de Energia do SIN



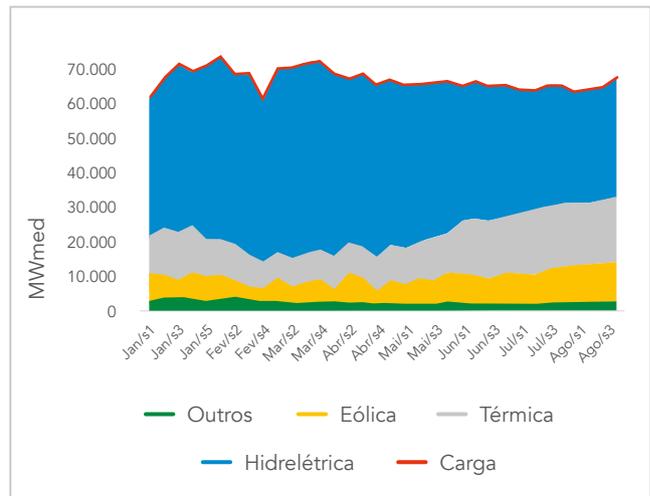
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Atendimento à Carga

Em agosto/2021, a geração hidrelétrica do SIN (32,7 GWmed) diminuiu -4% em relação a julho/2021. Diante desse cenário hídrico adverso, a geração térmica do SIN segue aumentando, com uma variação de +6,2% em relação ao mês passado, com uma geração média de 20,6 GWmed. A geração eólica do SIN registrou 10,5 GWmed, o que representa um aumento de +15%, e a fonte solar fotovoltaica teve uma geração de 1 GWmed, com uma elevação de +50%, em relação a julho/2021.

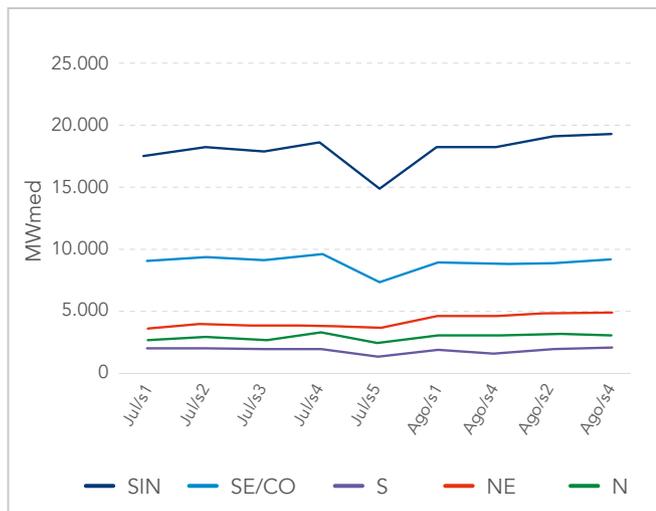
Com relação aos intercâmbios de energia entre os submercados, o fluxo líquido SE/CO-S foi de 0,26 GWmed de energia, em agosto/2021. Já o SE/CO recebeu a maior parte da energia do N, com 4,5 GWmed, seguido pelo intercâmbio de energia proveniente do NE, com 3,5 GWmed. Já o N importou energia do NE, que equivaleu a -3,7 GWmed.

Atendimento à Carga do SIN



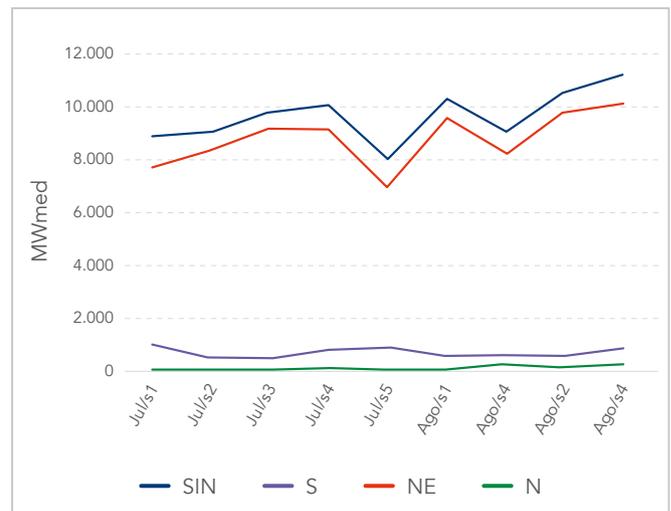
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Térmica



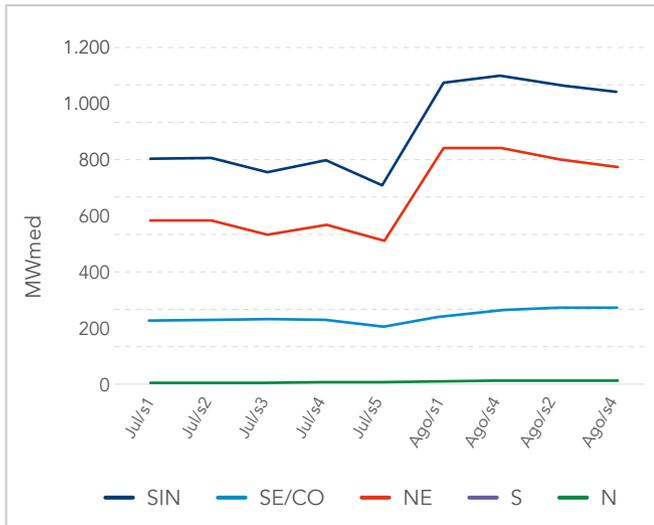
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Eólica



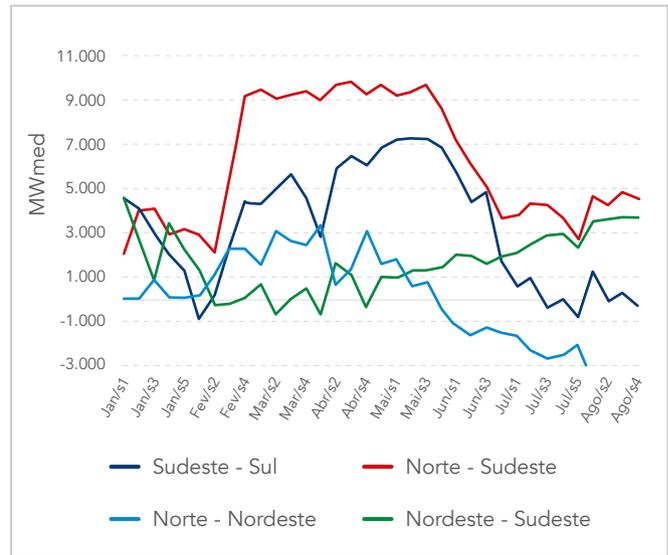
Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Geração Solar



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Intercâmbios de Energia



Fonte: Elaboração própria com dados ONS

Bandeiras Tarifárias

A Aneel e o MME anunciaram a criação de uma nova bandeira tarifária, denominada escassez hídrica. Essa bandeira está acima da bandeira vermelha Patamar 2 (R\$ 9,49 por 100 kWh), que vigorou nos últimos meses e era até então a bandeira mais crítica adotada pela Aneel. 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. Com a bandeira escassez hídrica, a cobrança extra passa para R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos a partir de setembro. Esse valor valerá até abril de 2022. É uma alta de 49,6% (ou R\$ 4,71) em relação à cobrança da bandeira vermelha Patamar 2. A Aneel estima que o impacto médio na conta de luz dos clientes residenciais do País será próximo de 7%.

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	fev/21	Amarela	Amarela
mar/19	Verde	Verde	mar/20	Verde	Verde	mar/21	Amarela	Amarela
abr/19	Verde	Verde	abr/20	Verde	Verde	abr/21	Amarela	Amarela
mai/19	Verde	Verde	mai/20	Verde	Verde	mai/21	Vermelha P1	Vermelha P1
jun/19	Verde	Verde	jun/20	Verde	Verde	jun/21	Vermelha P2	Vermelha P2
jul/19	Amarela	Amarela	jul/20	Verde	Verde	jul/21	Vermelha P2	Vermelha P2
ago/19	Vermelha P1	Vermelha P1	ago/20	Verde	Verde	ago/21	Vermelha P2	Vermelha P2
set/19	Vermelha P1	Vermelha P1	set/20	Verde	Verde	set/21	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica
out/19	Amarela	Amarela	out/20	Verde	Verde			
nov/19	Vermelha P1	Vermelha P1	nov/20	Verde	Verde			
dez/19	Amarela	Amarela	dez/20	Vermelha P2	Vermelha P2			

Nota 1: 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.

Nota 2: Conforme determinação da CREG está acionada a Bandeira Tarifária Escassez Hídrica de setembro deste ano até abril de 2022.

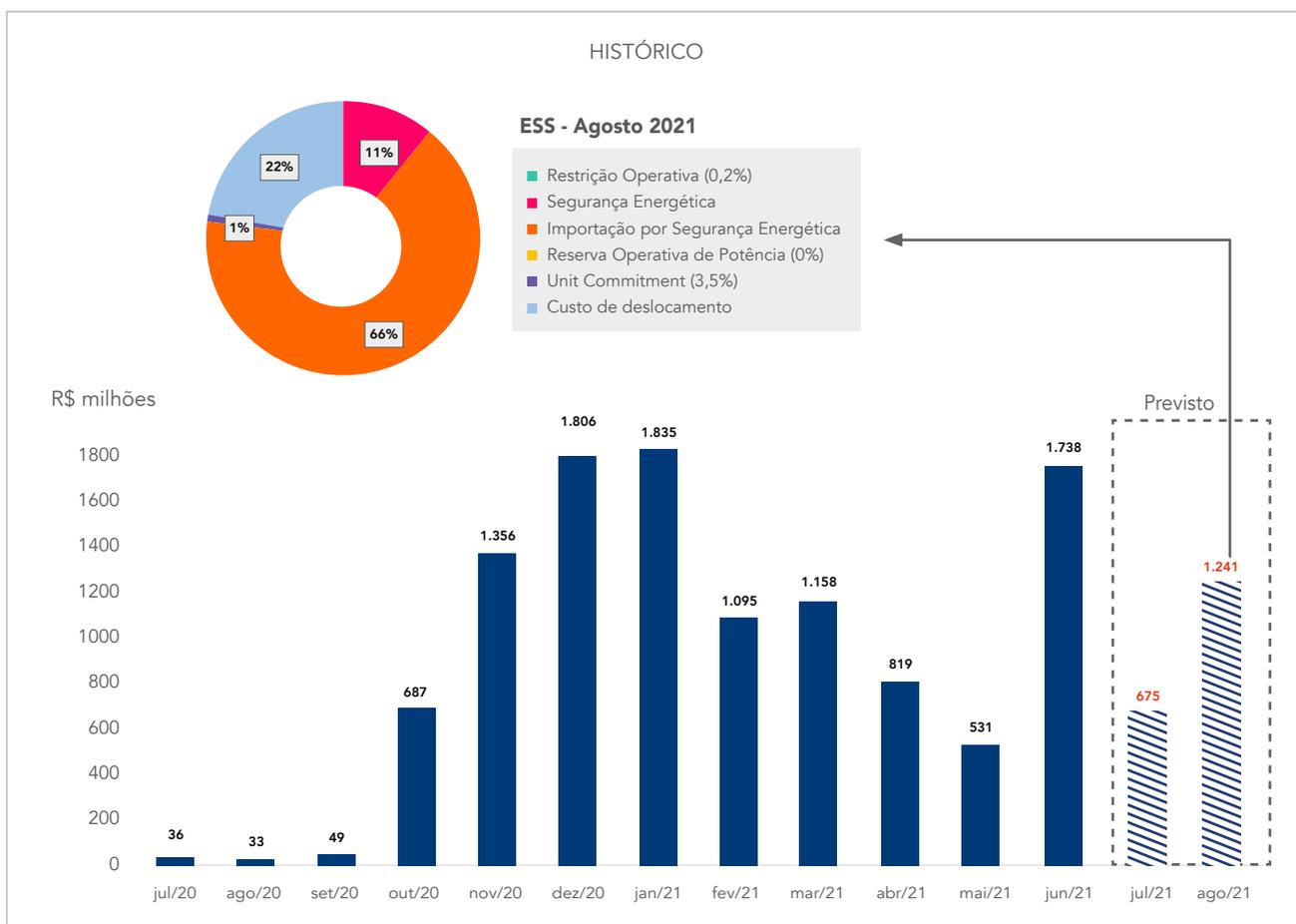
Fonte: Elaboração própria com dados ANEEL.

Encargo de Serviço do Sistema - ESS

Em agosto/2021, o recebimento de encargos estimado totalizou R\$1.241 milhões, que é 84% superior ao valor dos encargos de julho/2021. Fato que se deve aos gastos de importação por segurança energética, componente com a maior parcela dos encargos (66%), que teve um aumento significativo de 356% em relação

ao mês anterior. Adicionalmente, os gastos com deslocamento aumentaram em 178%, destaca-se que essa componente teve o maior valor registrado no ano (R\$ 269 milhões). Já os gastos com unit commitment vêm diminuindo desde abril/2021, e foram -21% menor que julho/2021.

Encargo de Serviço do Sistema

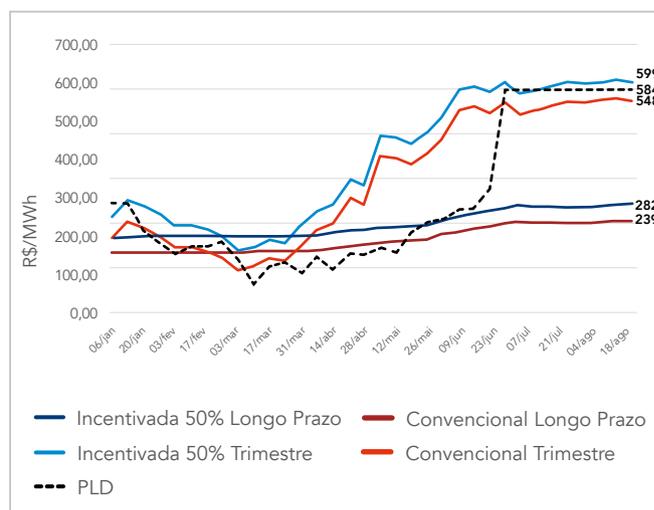


Fonte: Elaboração própria com dados CCEE

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 agosto/2021, o produto trimestre, que agrega os produtos de setembro a novembro de 2021, da fonte convencional foi medido próximo de 548 R\$/MWh, apresentando aumento mensal de 0,6%. De forma similar, o produto trimestre da incentivada 50% foi medido em torno de 599 R\$/MWh, registrando aumento de 0,7% no mês. Em relação a julho/2021, a variação do PLD foi nula. As energias convencional e incentivada 50% nos próximos quatro anos (2022 a 2025 - longo prazo) registraram variações positivas em torno de 2,3% e 2,2%, respectivamente, na comparação mensal.

Curva Forward - Mercado Livre



Fonte: Elaboração própria com dados DCIDE.

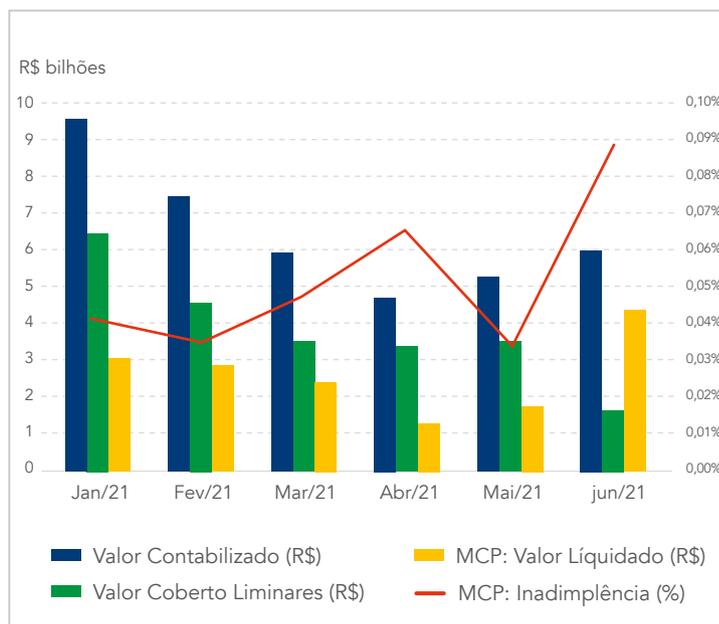


Liquidação na CCEE

Em junho/2021, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP) do setor elétrico movimentou R\$ 4,3 bilhões do total de R\$ 5,9 bilhões contabilizados. Os valores em aberto no MCP referem-se ao montante parcelado de R\$ 121 mil e a inadimplência de R\$ 3.828 mil (0,09%).

Pelo segundo mês seguido, agentes optaram pela antecipação de pagamentos dos débitos até então retidos por conta da judicialização do risco hidrológico, o que reduziu o montante de liminares do GSF de R\$ 3,5 bilhões de maio para R\$ 1,6 bilhão em junho.

Inadimplência na CCEE



Fonte: Elaboração própria com dados CCEE.



Glossário de Siglas

[CLIQUE E CONFIRA](#)

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia