

Informativo Enermerco

2202

Acompanhamos você no Mercado Livre de Energia diariamente de maneira Exclusiva e Pró ativa. Somos "LIVRE COM VOCÊ".



Consumo (SIN)

66.751 Mw

Jan. 2022



Descolamento CMO

23,3 Milhões

Jan. 2022



Bandeira Tarifária

ESCASSEZ
HÍDRICA

Jan. 2022



Geração

70.845 Mw

Jan. 2022



Encargos

R\$ 2,67 Bilhões

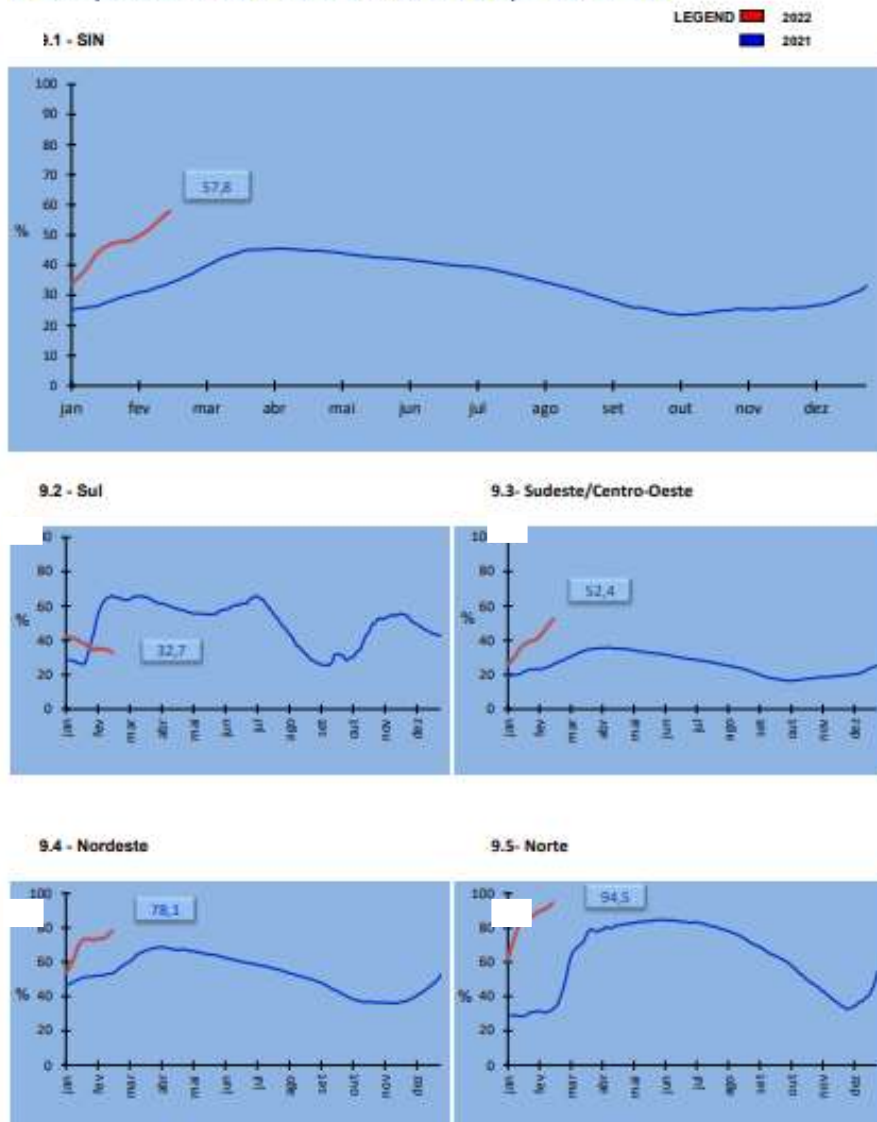
Jan. 2022



Mercado de Energia x Tendência do PLD

Este ano a recuperação dos níveis dos reservatórios está ocorrendo de maneira expressiva, com a condição de uma LA NIÑA clássica, aonde as chuvas se concentram na região Norte e Central do país. Esta recuperação está muito bem evidenciada nos quadros comparativos abaixo, e que são trazidos pelo ONS:

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos do SIN e por Submercado



Os especialistas, todavia, especulam a possibilidade de um término do período chuvoso antecipado, haja vista a também entrada antecipada. Além disso, mesmo com a recuperação dos reservatórios, a fatura de energia elétrica continuará com a cobrança da bandeira de escassez hídrica até a data prevista, abril deste ano. Isto pois o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) está mantendo em vigência medidas de emergência para garantir o

BANDEIRA TARIFÁRIA

Escassez Hídrica
Conforme determinação da CREG

DE **SETEMBRO/2021** ATÉ **ABRIL/2022**



fornecimento de energia elétrica, como também para continuar cobrindo o déficit financeiro que foi criado pela escassez de chuva enfrentada em 2021.

Vejamos então como se comportou o PLD para os submercados em janeiro deste ano:

	SE/CO	S	NE	N
PLD Médio Mensal	62,91	62,92	57,22	55,71

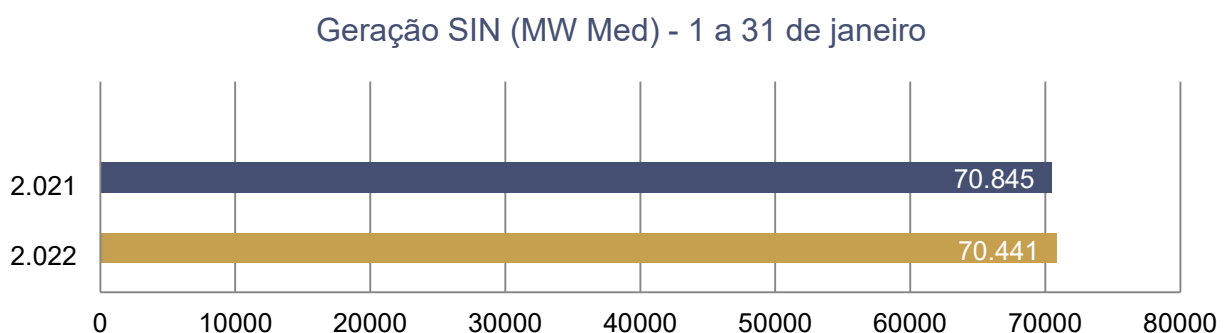
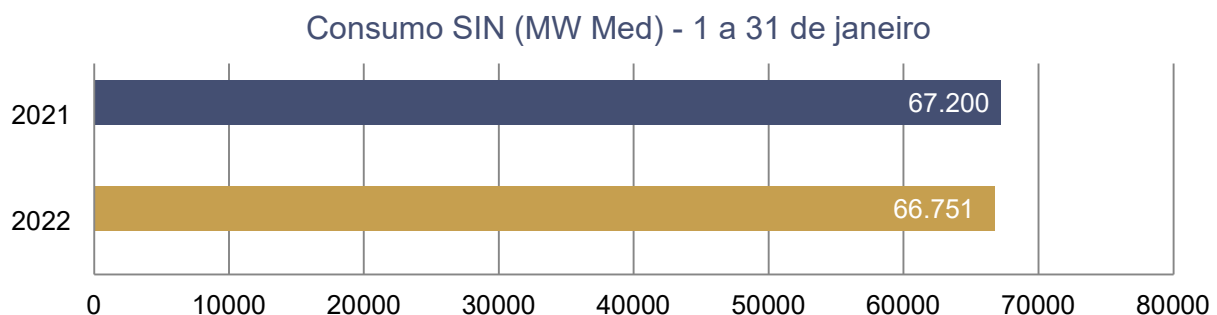
Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

Geração e Consumo com decréscimo semelhante

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de setembro, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

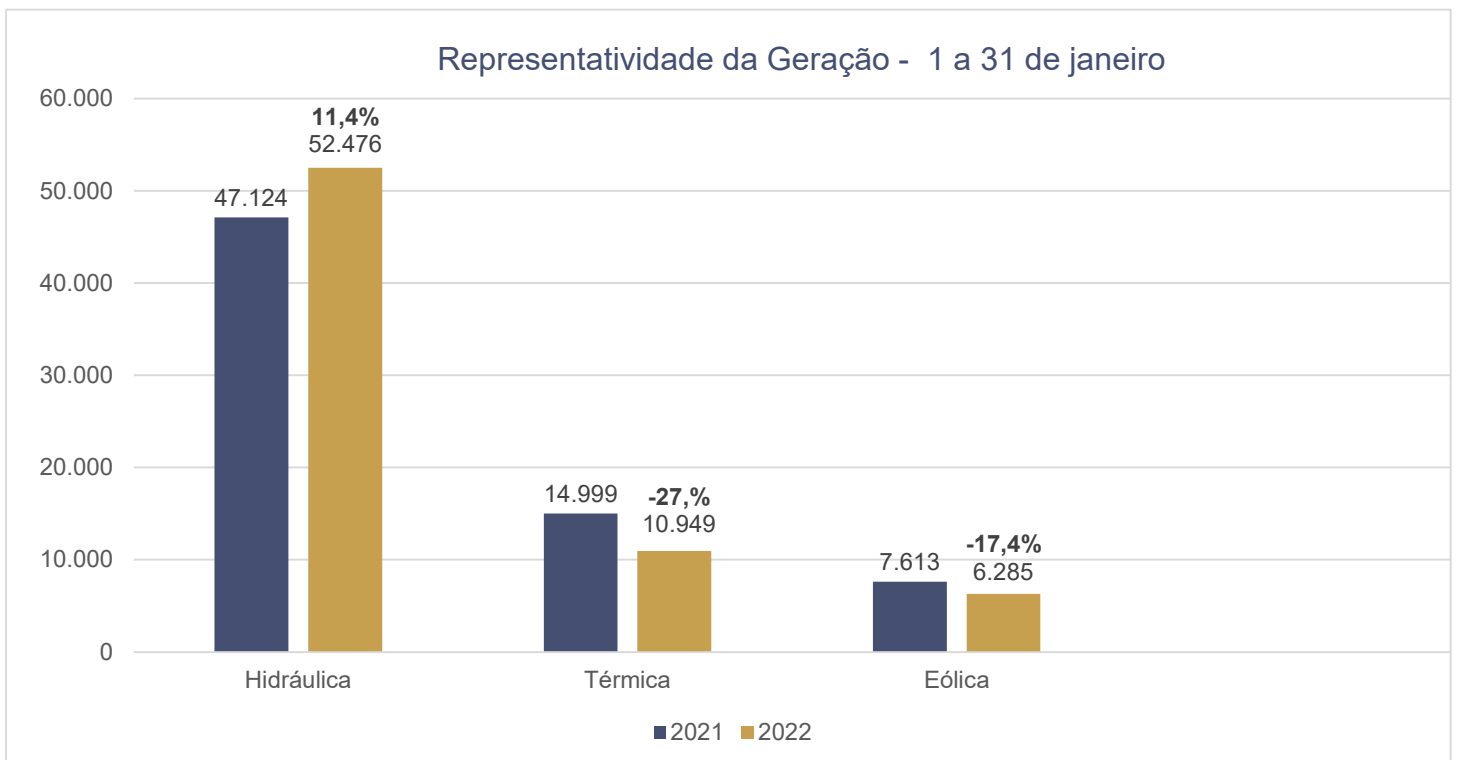
Em comparação ao mesmo período de 2021, temos decréscimo no consumo (-0,7%) e leve acréscimo na geração (0,6%):





Geração por Fonte de Energia

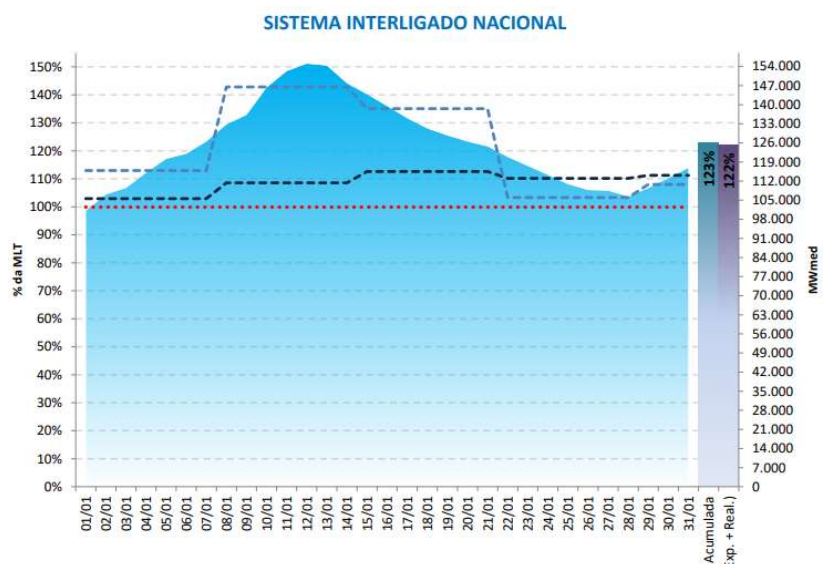
As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Em relação à comparação da geração com o mesmo período do ano anterior, constata-se um aumento na geração da energia hidráulica. Com isso, a geração térmica decaiu consideravelmente, apesar das medidas emergências em vigência:



ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

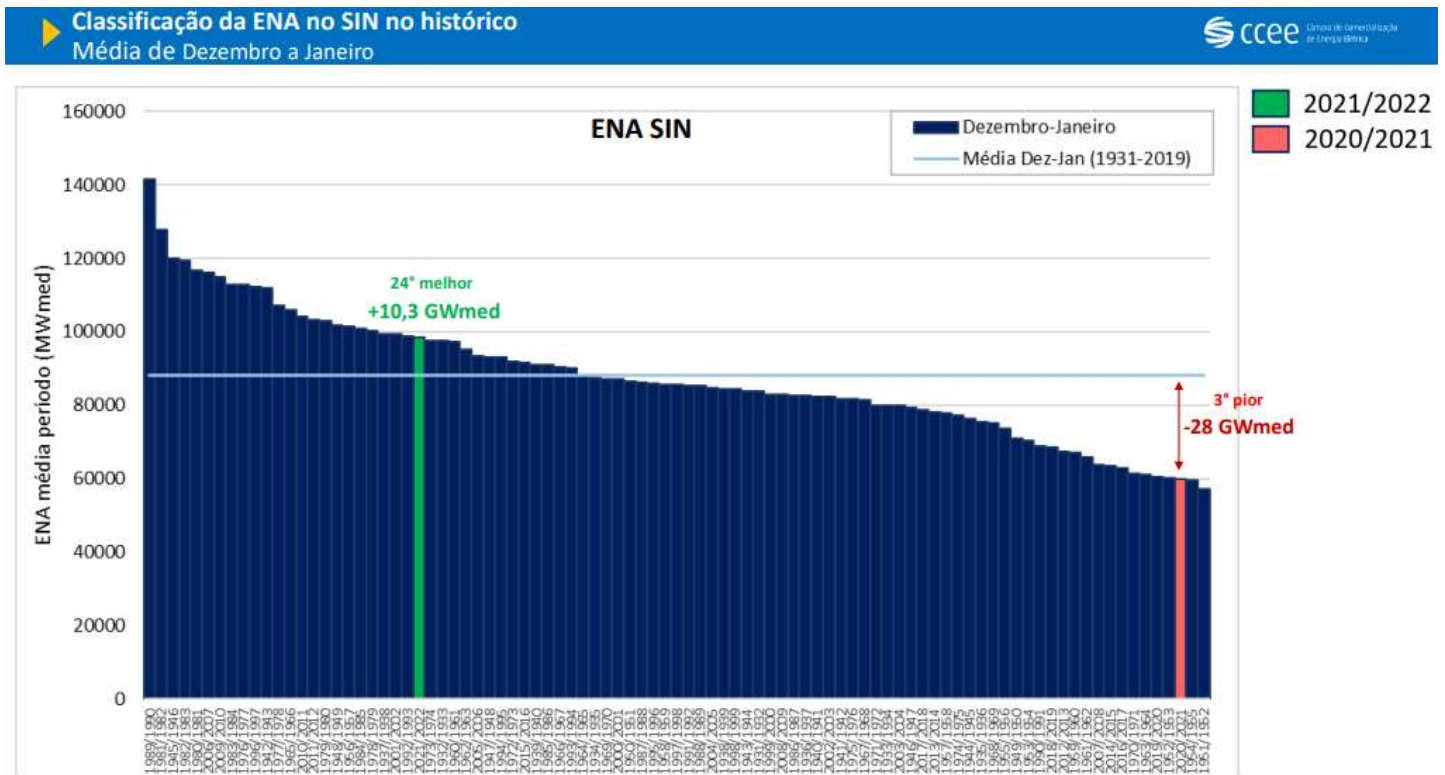
No mapa de Energia Natural Afluente do SIN, observamos os percentis da ENA em todos os Submercados. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.

No gráfico a seguir, temos a ENA acumulada do mês anterior:





Como podemos notar, foi a 24ª melhor classificação no histórico da ENA no SIN:



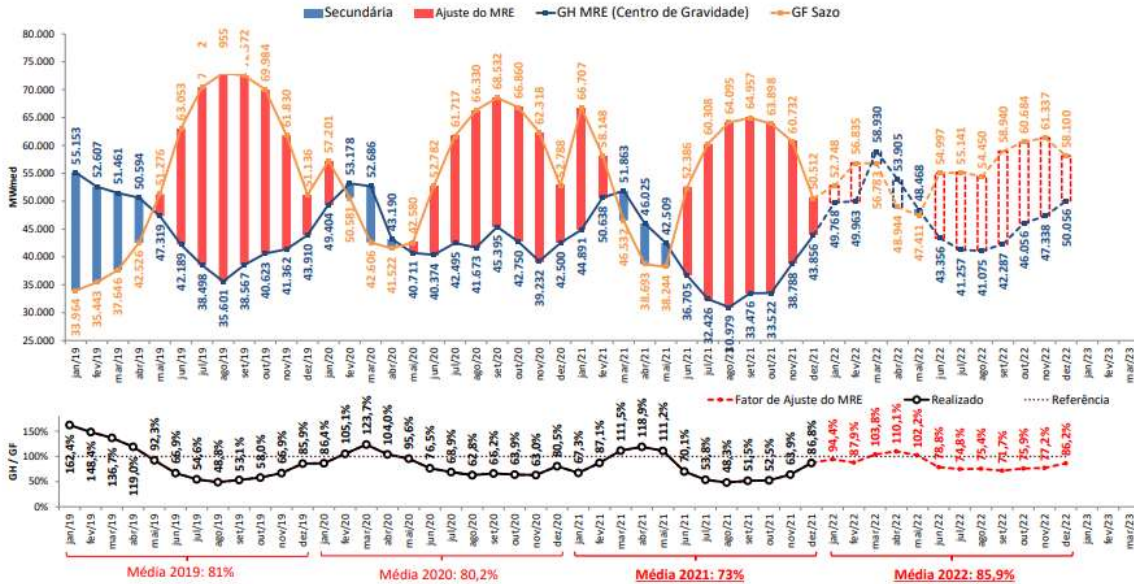
Fator de Ajuste de MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF. Ele mede a geração hidráulica em relação à garantia física, cujo cálculo é feito mensalmente pela CCEE.

Em janeiro, atingiu-se uma geração, de 94,4% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2022:



Projeção do MRE Projeção do PLD



Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

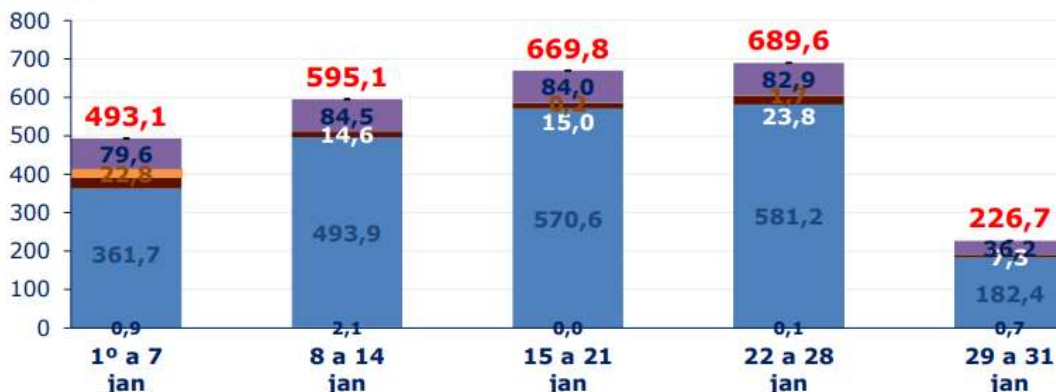
Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.

No mês de janeiro/2022, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 2,67 bilhões. Acompanhe como este resultado se solidificou:

Estimativa do ESS

Janeiro/2022

- Restrições Operativas
- Segurança Energética
- Importação por Segurança Energética
- Total
- Reserva Operativa de Potência
- Unit Commitment
- Oferta Adicional

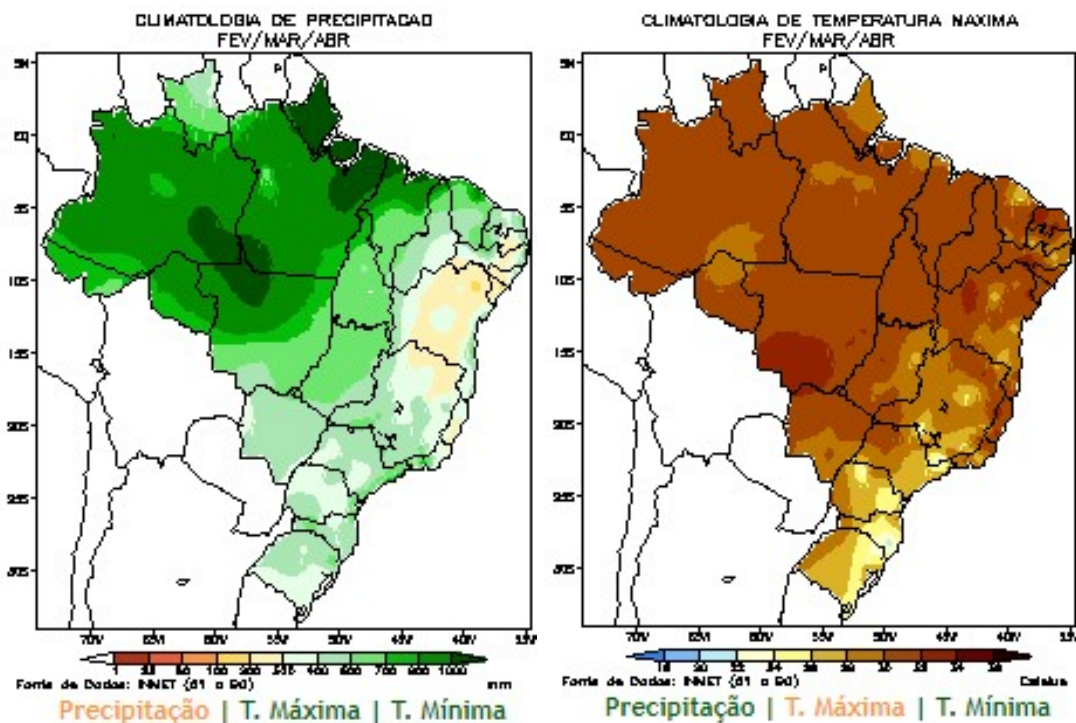


Encargos estimados para o mês de Janeiro de 2022* - TOTAL R\$ 2,67 bilhões



Previsão Climatológica Trimestral

Este trimestre é considerado de transição e caracteriza-se pela proximidade da ZCIT sobre o norte do Brasil. Isto provoca dias mais chuvosos em toda faixa norte do Brasil e mantém a Região Norte com poucas mudanças com relação ao trimestre anterior. Devido ao posicionamento mais ao sul ZCIT, o setor norte da Região Nordeste experimenta um aumento das chuvas, com máximo durante abril. Por outro lado, as Regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam uma diminuição gradativa da precipitação já no mês de março. De modo geral, a Região Sul apresenta pouca mudança no Rio Grande do Sul, enquanto que o Paraná e o leste de Santa Catarina evidenciam redução dos totais pluviométricos em comparação com o trimestre anterior. No final deste trimestre, inicia-se o declínio das temperaturas mínimas na Região Sul do Brasil e das temperaturas máximas nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas a seguir:





NOTÍCIAS

Empréstimo às distribuidoras pode chegar a quase R\$ 11 bi

Operação autorizada pela MP 1078 prevê R\$5,6 bi para custos com energia e diferimentos, mas pode incluir R\$ 5,2 bi da contratação simplificada de térmicas

A nova operação de crédito às distribuidoras deve somar R\$ 5,6 bilhões para cobertura do déficit na arrecadação da conta bandeiras, do custo da importação de energia, do bônus a ser pago pela redução do consumo no ambiente regulado e dos diferimentos (postergação de pagamentos) nos processos tarifários anteriores à operação. Mas pode chegar a R\$ 10,8 bilhões, se houver a contratação de uma segunda tranche no valor total de R\$ 5,2 bilhões para a cobertura de custos com receita fixa das térmicas contratadas por meio do Procedimento Competitivo Simplificado, no período de maio a dezembro de 2022.

Os cálculos preliminares do valor teto da operação foram apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica em reunião extraordinária no dia 03 de fevereiro. A Aneel aprovou a abertura de consulta pública com a proposta de regulamentação do empréstimo destinado ao enfrentamento dos impactos financeiros da escassez hídrica no setor elétrico. A discussão será de apenas dez dias, de 4 a 13 de fevereiro.

A operação financeira foi autorizada pela Medida Provisória 1078 e regulamentada pelo Decreto 10.939/2022. Trata-se do segundo empréstimo de socorro ao setor desde 2020. O primeiro foi destinado a combater os impactos da pandemia do Coronavírus, e o atual a consequência do aumento dos custos da crise hídrica no ano passado.

A melhor estimativa considerada pela agência para o déficit esperado da Conta Bandeiras em abril, quando deixa de existir a bandeira escassez hídrica, é de aproximadamente R\$ 1,5 bilhão. O cálculo é resultante de um dos quatro cenários traçados pela Aneel, no qual se considera um teto de custo variável de R\$ 1.000/MWh e sem geração fora da ordem de mérito nos subsistemas Nordeste e Norte.

Para o bônus a ser pago ao consumidor do mercado regulado que economizou entre 10% e 20% de seu consumo entre setembro e dezembro do ano passado é estimado um valor de R\$ 1,7 bilhão.

Os custos de importação de energia pagos pela distribuidoras e contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica nos meses de julho e agosto de 2021 são da ordem de R\$ 790 milhões.

Os diferimentos para o processo tarifário seguinte de despesas que seriam incluídas nos reajustes e revisões de 2021 chegam a R\$1,6 bilhão. Desse valor, pouco mais de R\$1 bilhão são custos da parcela A e R\$599 milhões da parcela B da tarifa.

A eventual inclusão na operação financeira da cobertura total ou parcial de custos de receita fixa da contratação simplificada realizada no ano passado será um dos pontos mais polêmicos em discussão.



O leilão simplificado para contratação de reserva de capacidade terá custo anual em torno R\$ 11,7 bilhões em receita fixa das usinas térmicas contratadas por disponibilidade. O valor de R\$ 5,2 bilhões que pode entrar como uma segunda parcela do empréstimo considera o montante referente ao mercado cativo, por um período de oito meses.

O relator do processo, Efrain Cruz, explicou em seu voto que “a inclusão da previsão de despesas com o PCS se faz necessária para a definição do limite total de captação da operação financeira, e diferentemente das demais rubricas consideradas, o repasse destes recursos deverá ocorrer em periodicidade mensal.”

Cruz lembrou que o Decreto nº 10.939 estabelece que os montantes referentes ao procedimento simplificado podem ser objeto de operações financeiras suplementares, a serem contratadas até maio desse ano. “Entendo que, neste momento, não se deve tomar a decisão por tal contratação, sendo prudente que para tal decisão a Aneel utilize o período permitido pelo Decreto, durante o qual será possível avaliar a evolução da operação do sistema e de seus custos”, disse o diretor.

Inflação de janeiro é a maior para o mês em 6 anos; acumulado de 12 meses vai a 10,4%

IPCA fica 0,54% com avanço dos alimentos; aumento dos combustíveis e energia elétrica perde fôlego



A inflação brasileira perdeu fôlego em janeiro, mas ainda se manteve acima de 10% no acumulado de 12 meses, segundo dados divulgados no dia 09 de fevereiro, pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O Índice de Preços ao Consumidor Amplo



(IPCA) registrou alta de 0,54% ante avanço de 0,73% em dezembro. Apesar da perda de fôlego, é o maior registro para o primeiro mês do ano desde 2016.

Em janeiro de 2021, a inflação teve alta de 0,25%. O resultado deixa a variação de preços no patamar de 10,38% em 12 meses, acima dos 10,06% registrados no mesmo período imediatamente anterior. Em janeiro do ano passado, a soma do período era de 4,56%. Já o Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC), visto como a inflação dos mais pobres, reduziu para 0,67% ante alta de 0,73% em dezembro. O indicador, que é usado como referência para reajustes do salário mínimo e benefícios do INSS, acumula, em 12 meses, avanço de 10,6 abaixo dos 10,16% registrados em 2021.

O resultado foi influenciado, principalmente, por alimentação e bebidas (1,11%), que teve o maior impacto no índice do mês (0,23 p.p.). “Foi a alimentação no domicílio (1,44%) que influenciou essa alta. Mais do que a alimentação fora do domicílio, que desacelerou de 0,98% para 0,25%. Os principais destaques foram as carnes (1,32%) e as frutas (3,40%), que embora tenham desacelerado em relação ao mês anterior, tiveram os maiores impactos nesse grupo, 0,04 p.p e 0,03 p.p, respectivamente”, explica o analista da pesquisa, André Filipe Almeida.

A desaceleração no índice do mês foi puxada pelos transportes, grupo com maior peso do IPCA, que recuou 0,11%, após subir 0,58% em dezembro. Esse foi o único dos nove grupos de produtos e serviços pesquisados a ter queda em janeiro.

O recuo é consequência, principalmente, da queda nos preços das passagens aéreas (-18,35%) e dos combustíveis (-1,23%). A gasolina, um dos principais vilões do IPCA em 2021, registrou retração de 1,14%, enquanto o etanol — líder da variação de preços no ano passado —, reduziu 2,84%. O diesel, com alta de 2,38%, foi o único combustível a registrar alta em janeiro. “A queda nas passagens aéreas pode ser explicada pelo componente sazonal” explica André Filipe Almeida. “Em relação aos combustíveis, os reajustes negativos aplicados nas refinarias pela Petrobras, em dezembro, ajudam a entender o recuo nos preços em janeiro”, acrescenta o analista do IPCA. Em habitação (0,16%), os preços desaceleraram em relação ao mês anterior (0,74%), principalmente por conta do recuo da energia elétrica (-1,07%), embora ainda permaneça em vigor a bandeira Escassez Hídrica, que acrescenta R\$ 14,20 na conta de luz a cada 100 kWh consumidos.

Houve ainda mudanças de PIS/COFINS, de ICMS e de tarifa de iluminação pública em algumas áreas pesquisadas. Em janeiro, os preços do gás de botijão (-0,73%) recuaram pela primeira vez após 19 meses consecutivos de alta. Em 12 meses, o botijão acumula alta de 31,78%.

A inflação em 2021 foi puxada pelo aumento de preços administrados, como a energia elétrica e os combustíveis, e fortalecida pela desvalorização do real ante o dólar, o aumento do preço de commodities e a crise hídrica. O mercado financeiro estima que o IPCA encerre 2022 a 5,44%, de acordo com previsões do Boletim Focus. A revisão afasta o patamar da meta de 3,5% perseguida pelo Banco Central (BC), com margem de 1,5 ponto percentual para cima ou para baixo, ou seja, entre 2% e 5%.

A autoridade monetária informou nesta terça-feira, 8, que o IPCA deve fechar 2022 a 5,4%. Caso se confirme, será o segundo ano seguido que o IPCA estoura o teto. Para o ano que vem, os analistas estimam que a variação de preços fique em 3,5%. Em 2023, a autoridade monetária deve perseguir a meta de 3,35%, com limites de 1,75% e 4,75%.



No esforço de trazer a inflação para a meta em 2022 e 2023, o Comitê de Política Monetária (Copom) elevou a taxa básica de juros de 9,25% para 10,75% na semana passada. Foi o terceiro acréscimo seguido de 1,5 ponto percentual na Selic. O BC deixou contratado novo aumento no encontro de março, mas admitiu que o ritmo deve ser desacelerado.

O mercado financeiro espera que a taxa básica encerre o ano a 11,75%. Parte dos analistas, porém, enxerga a Selic acima de 12% no fim do primeiro semestre em meio às pressões que possam dificultar o controle da variação de preços ao longo dos próximos meses. A Proposta de Emenda à Constituição (PEC) para tentar barrar a alta dos combustíveis é o novo ponto de tensão para a variação dos preços pelo agravamento do risco fiscal. Na ata divulgada nesta terça-feira, o BC apontou a deterioração da expectativa com as contas públicas como fator que pode desestabilizar as expectativas para a inflação nos próximos meses.

A escalada dos juros chamou a atenção de setores produtivos e reacendeu as críticas de que a política monetária está sendo conduzida de forma equivocada. Para representantes da indústria, do comércio e da gestão de empresas, a indicação de que a taxa básica vai extrapolar a casa dos 12% neste semestre significa que o “remédio amargo” ministrado pelo BC para trazer a inflação para a meta está levado ao overkill, ou seja, um quadro em que a dose é exagerada e causa a morte do paciente.

SC alcança o segundo maior pico de consumo de energia elétrica da história em janeiro de 2022



Na data, onda de calor atuava no estado.

Em janeiro Santa Catarina registrou 16 dias consecutivos de temperaturas elevadas causadas pela onda de calor que atingiu o estado, segundo dados da Defesa Civil. De 12 a 27 de janeiro as máximas chegaram, e até ultrapassaram, os 40°C em muitas regiões do estado.

Foi justamente neste período que as Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc) registraram o segundo maior pico de consumo de energia elétrica da história. Segundo dados da



concessionária, às 15h do dia 20 janeiro, o pico de consumo de energia chegou a 5.333 megawatts na área de concessão, que atinge 92% do território do Estado.

O registro quase alcançou o recorde de consumo de 5.340 megawatts em 31 de janeiro 2019. Ao todo, oito dos 10 maiores maiores picos de consumo da história da empresa ocorreram em janeiro de 2022.

Segundo a Celesc, entre os dias 17 e 23 de janeiro, houve um registro de aumento da demanda de 16,8%.

Chuvas aliviam crise hídrica, mas não evitam uso das termelétricas

Geração de energia continua pressionada em 2022; preço da conta de luz não deve diminuir

As chuvas de janeiro favoreceram os reservatórios do Brasil, mas a geração de energia continua pressionada em 2022. O nível das represas vem melhorando, o que afasta a possibilidade de racionamento. No entanto, as termelétricas permanecem funcionando e o preço das contas de luz não deve diminuir. Os reservatórios que em setembro estavam em 18%, agora registram 40%. O meteorologista do IAG da USP Augusto José Pereira alerta para baixos prognósticos de precipitação. “O prognóstico climático de fevereiro, março, abril, maio e junho indicam chuvas abaixo do normal, especialmente na região de São Paulo. As temperaturas devem se manter próximas do normal para essa época e portanto isso indica que nós precisamos economizar água”, afirma.

José Pereira lembra que a ação do fenômeno La Niña reduz a chuva no centro-sul do país. Já o professor de gestão de recursos hídricos da Unicamp, Antônio Carlos Uffo, ressalta que nas demais regiões o quadro é outro. “Nós esperamos que no norte e nordeste o nível dos reservatórios estejam mais altos que o normal por causa das chuvas estarem acima da média. No norte brasileiro nós temos uma média dos reservatórios de 86%”, explica. Uffo acrescenta que o La Niña também provoca o aumento de temperaturas. O professor de engenharia hídrica da USP, José Carlos Mierzwa, destaca que a preocupação é com o centro-sul. “Se não for mantido o nível de precipitação nos próximos meses para que o nível desses reservatórios suba, a condição vai permanecer em atenção”, destaca.



Chuvas favoreceram reservatórios do Brasil



Energisa compra 11 empresas de GD por R\$ 75,6 milhões

Negócio acontece por meio da controlada Alsol e envolve 136MWp do Grupo Vision em Minas Gerais

A Energisa anunciou a compra de onze empresas de geração solar distribuída do Grupo Vision em Minas Gerais, por meio de sua subsidiária Alsol Energias Renováveis. A aquisição, por cerca de R\$ 75,6 milhões, faz parte da estratégia de diversificação dos negócios da companhia e envolve um incremento de até 136 MWp ao portfólio da Alsol nos próximos três anos. Atualmente a capacidade instalada da controlada de GD é de 77 MWp.

O contrato foi assinado no final de janeiro, para as representações Vision Solar I, Vision Francisco Sá, Vision Itaobim, UFV Vision IV Curvelo, Vision V Almenara, UFV Vision VI Arcos 2,5 MW, SPE UFV Vision VII Mateus Leme 2,4 MW, Vision VIII Iguatama 2,4 MW, além das empresas de engenharia elétrica Renesolar, Flowsolar e Carbonsolar. Cabe salientar que as sociedades possuem dívidas bancárias e debêntures na ordem de R\$ 21,8 milhões.

A conclusão da operação está sujeita à verificação de condições precedentes, que serão aplicáveis a cada grupo de sociedades, incluindo a aprovação pelo Conselho de Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Com a efetivação do negócio, o Grupo Energisa passará a ser responsável pela operação de até 41 unidades de GD solar.

Brasil já tem condições de destravar diversos projetos de geração de energia hidráulica



A principal fonte geradora do país – mais de 65% da energia brasileira é gerada por fontes hidráulicas – pode trazer novas gerações em prazos curtos se o governo implantar regras federais para o setor

Quem defende essa posição é o atual presidente do conselho da ABRAPCH (Associação Brasileira de PCHs e CGHs), Pedro Dias, um dos mais reconhecidos especialistas em projetos ambientais do país. Ele diz que “enquanto o Brasil ficar preso a regras fragmentadas por Estados os investidores não conseguem definir uma ação de mercado que de fato traga novas gerações para o país em um prazo de tempo de acordo com a demanda na nação”. Para o especialista esse guarda-chuva federal – que está em votação – vai trazer segurança jurídica



e regras únicas extremamente necessárias para que os processos de produção andem mais rápido num país com a dimensão do Brasil.

A ABRAPCH (Associação Brasileira de PCHs e CGHs) calcula que no longo prazo, o Brasil tem potencial para construir 213 novas CGHs e capacidade de gerar 846 MW, e 1.048 PCHs com capacidade geradora de 13.750 MW de energia. Esse mercado está pronto para crescer 30% nos próximos 3 anos sobre o parque gerador instalado atualmente, ou seja, de 6.256MW (5.440MW de PCHs e 816MW de CGHs) para 8.132MW.

Isso equivale a 1.877MW de novas usinas, investimento de mais de R\$15 bilhões, geração de mais de 150.000 empregos e atendimento ao consumo de mais de 4,5 milhões de residências.

Pedro Dias define o caminho para chegar a esses números com 3 apontamentos: o primeiro é a resolução dos entraves que travam a aprovação ambiental, encarecem artificialmente as PCHs e CGHs e as limita a volumes irrisórios para contratação em leilões regulados; o segundo o nivelamento da carga fiscal da cadeia produtiva das pequenas hidrelétricas, que não desfrutam dos R\$124 bilhões de isenções dadas atualmente para a indústria do petróleo, e é de 38% a 55% superior às das cadeias produtivas das eólicas e solares, que tem conteúdo importado entre 20% e 80% (as PCHs e CGHs são 100% nacionais); e o terceiro a correta valoração dos atributos das PCHs e CGHs.

No país, estão em construção 30 PCHs e 5 CGHs, com 24.439 e 1.336 novos empregos respectivamente. As PCHs estão recebendo investimento de R\$ 3,2 bilhões e vão atender 1.018.293 residências com geração de 407 MW de energia. No caso das CGHs o investimento é de R\$ 116,9 milhões.

Fontes: AGENCIA SENADO - ANEEL – ABRAPCH – CANAL NEGÓCIOS - CANAL ENERGIA – CNN - ESTADÃO – EXAME – FOLHA - GAZETA DO POVO - OCESC - INFOCLIMA – ONS – MME – NSC TOTAL - PORTAL G1 – PORTAL GLOBO.COM – REVISTA VEJA – VALOR ECONÔMICO

Enermerco Comercializadora de Energia EIRELI EPP



Av. 7 de Setembro, 140, Sala 06 – Centro

Timbó - SC – 89.120-000

(47) 3380-0771

www.enermerco.com.br