



Informativo Enermerco

2312

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



Consumo (SIN)
71.527 Mw
Dez. 2023



Descolamento CMO
3 Milhões
Dez. 2023



Bandeira Tarifária
VERDE
Dez. 2023



Geração
74.469 Mw
Dez. 2023



Encargos
R\$ 427 Milhões
Dez. 2023



Mercado de Energia x Tendência do PLD

Antes de mergulharmos efetivamente no 2024, denotamos necessário, uma breve retrospectiva do que foi o 2023 no Setor Elétrico brasileiro. Considerado por muitos como um ano atípico do Setor, o 2023 ficará guardado como um ano de calma e tranquilidade, visto que, herdou de 2022, excelentes níveis dos reservatórios por todo o Brasil.

De todo, salienta-se que em 2023, com o fim da La Niña e início do El Niño, os últimos meses do ano acenderam uma luz de atenção ao mercado, dado que, por interferência do El Niño os excelentes níveis vistos no primeiro semestre, tiveram uma diminuição significativa a partir do segundo semestre, e apresentando em sua virada de ano algumas preocupações pontuais, sejam elas, pelas poucas precipitações e/ou pelos modelos apresentarem volumes não efetivados.

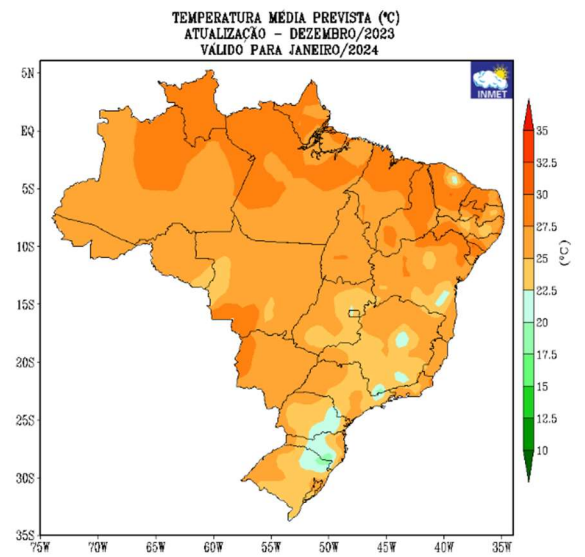
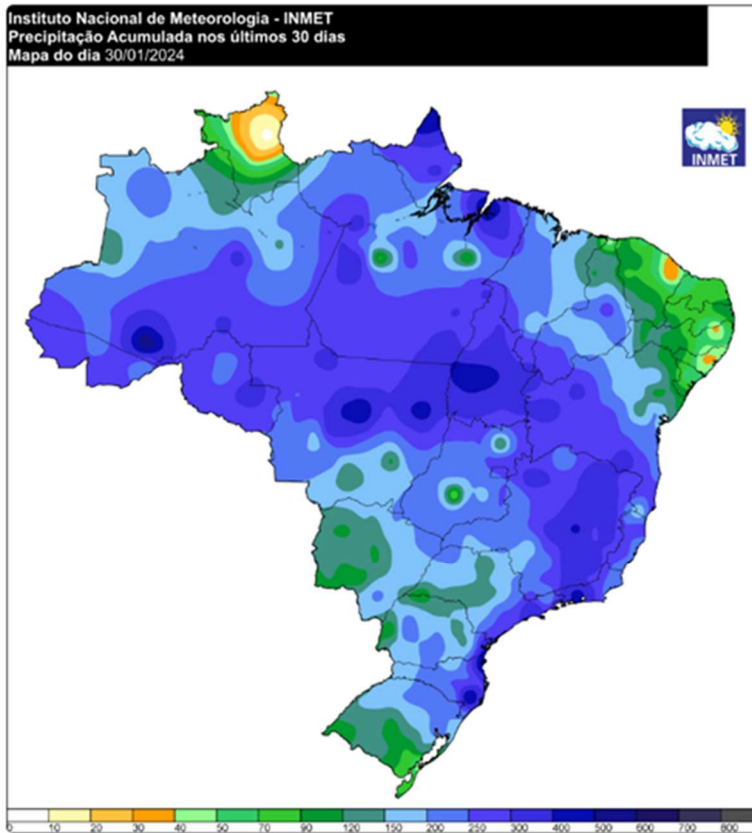
O valor médio mensal do PLD de dezembro por submercado, ficou assim estabelecido:

	SE/CO	S	NE	N
PLD Médio Mensal	74,09	74,09	74,09	74,09

Seguindo neste contexto, o 2024 também já é lembrando por ser um ano atípico do Setor, mas não diretamente por eventos climáticos, mas sim, pela abertura do Mercado Livre a todas as empresas ligadas em Média ou em Alta Tensão, conforme A portaria Normativa nº50/MME/2022 REN 1.000/ANEEL, Art. 160.

Retornando o foco para a climatologia, o ano de 2024 promete ser volátil que 2023. Isto é, o El Niño já perde suas forças e dá espaço novamente para a La Niña. Fato este, bastante interessante, pois, essa mesma configuração repetiu-se poucas vezes desde o início de sua medição, com cenários muito parecidos nos anos de 1972/1973, 1996/1997 e 2009/2010. Ainda, é cedo para cravarmos qualquer posição mais contundente, porém, sabe-se que nesta nova configuração, o Setor Elétrico já se movimenta de forma mais acelerada e com prospecção de preços mais elevados para o decorrer do ano.

No Sistema Interligado Nacional, apesar de uma quebra na sequência das chuvas, os níveis dos reservatórios se encontram com altos índices de armazenamento. Hoje o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste está com níveis de armazenamento acerca de 61% dos seus reservatórios, o Sul conta com 82%, o Nordeste com 54% e o Subsistema Norte com 51%, ou seja, em números gerais, o Brasil conta com cerca de 61,10% de sua capacidade total de armazenamento, evidenciando o bom momento vivido pelo Setor.



Para o mês de janeiro/2024, assim como de dezembro/2023, a bandeira estabelecida foi a VERDE, com condições favoráveis à geração de energia.

Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco



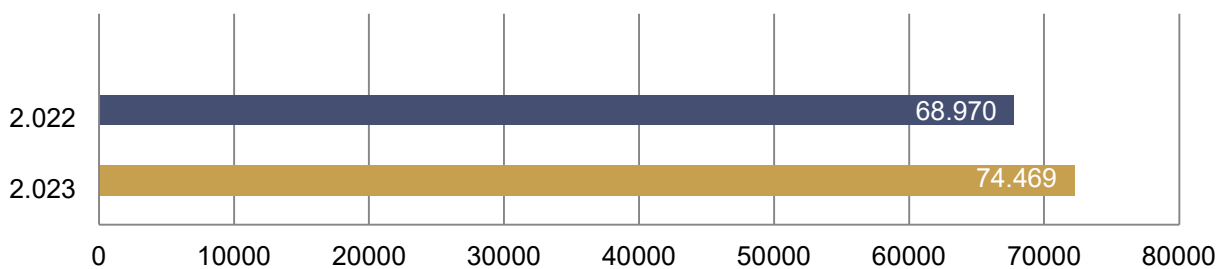
Geração e Consumo com acréscimos substanciais

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

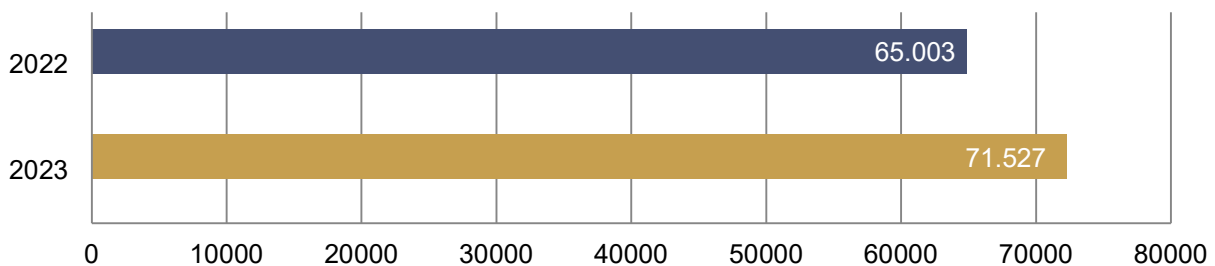
O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste,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

Em comparação ao mesmo período de 2022, temos acréscimos no consumo e na geração (10% e 8%, respectivamente):

Geração SIN (MW Med) - 1 a 31 de dezembro



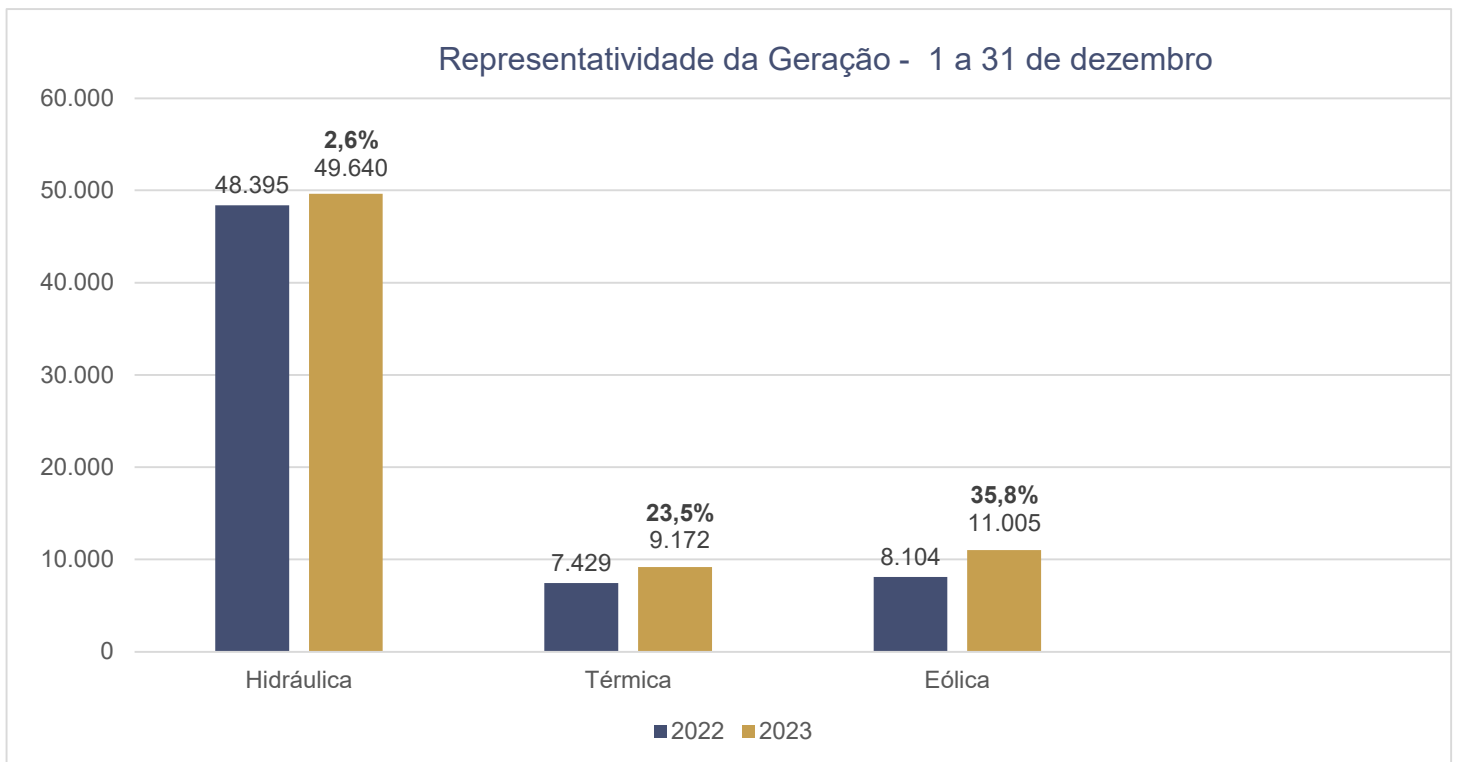
Consumo SIN (MW Med) - 1 a 31 de dezembro





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 maior na geração da energia eólica (35,8%). A geração hidráulica subiu 2,6%.





ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

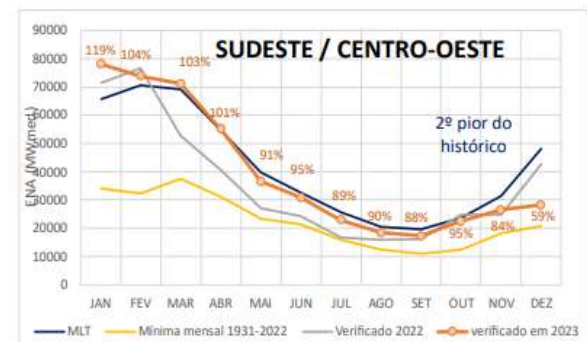
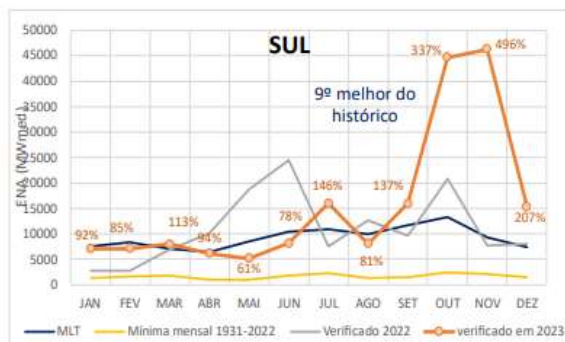
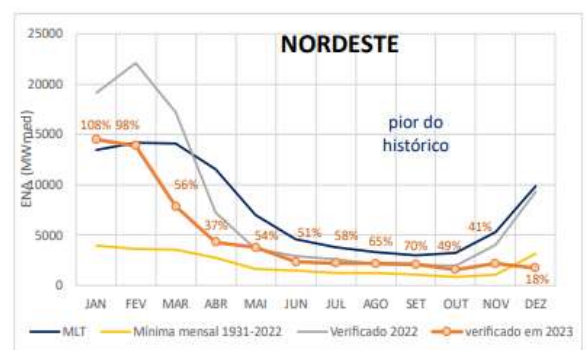
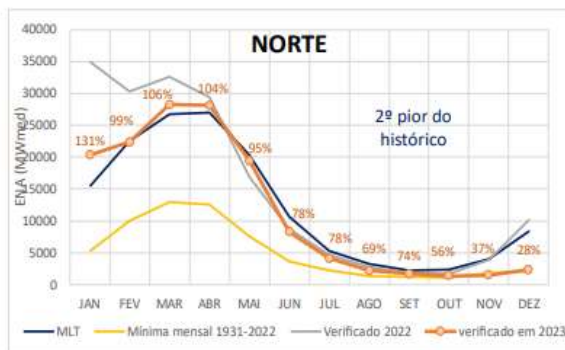
No mapa de Energia Natural Afluyente do SIN, observamos os percentis da ENA em todos os Submercados. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.

Nos gráficos a seguir, temos a ENA acumulada do mês anterior, em cada submercado, culminando no 3º pior histórico:

energia natural afluyente por submercado
dezembro de 2023

ccee

SIN
47.673 MWmed
(65% da MLT)
3º pior do hist.



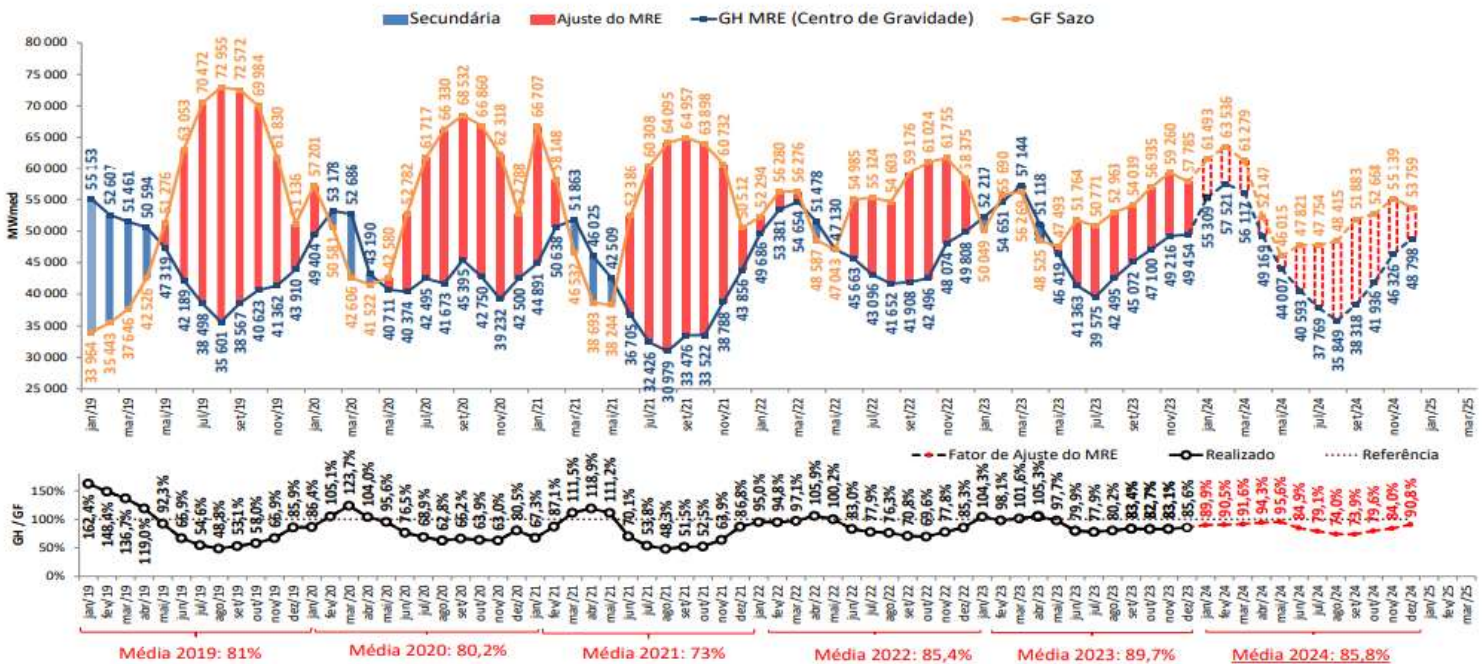


Fator de Ajuste de MRE

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 dezembro, atingiu-se uma geração de 85,6% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2023:

projeção do MRE
projeção do PLD



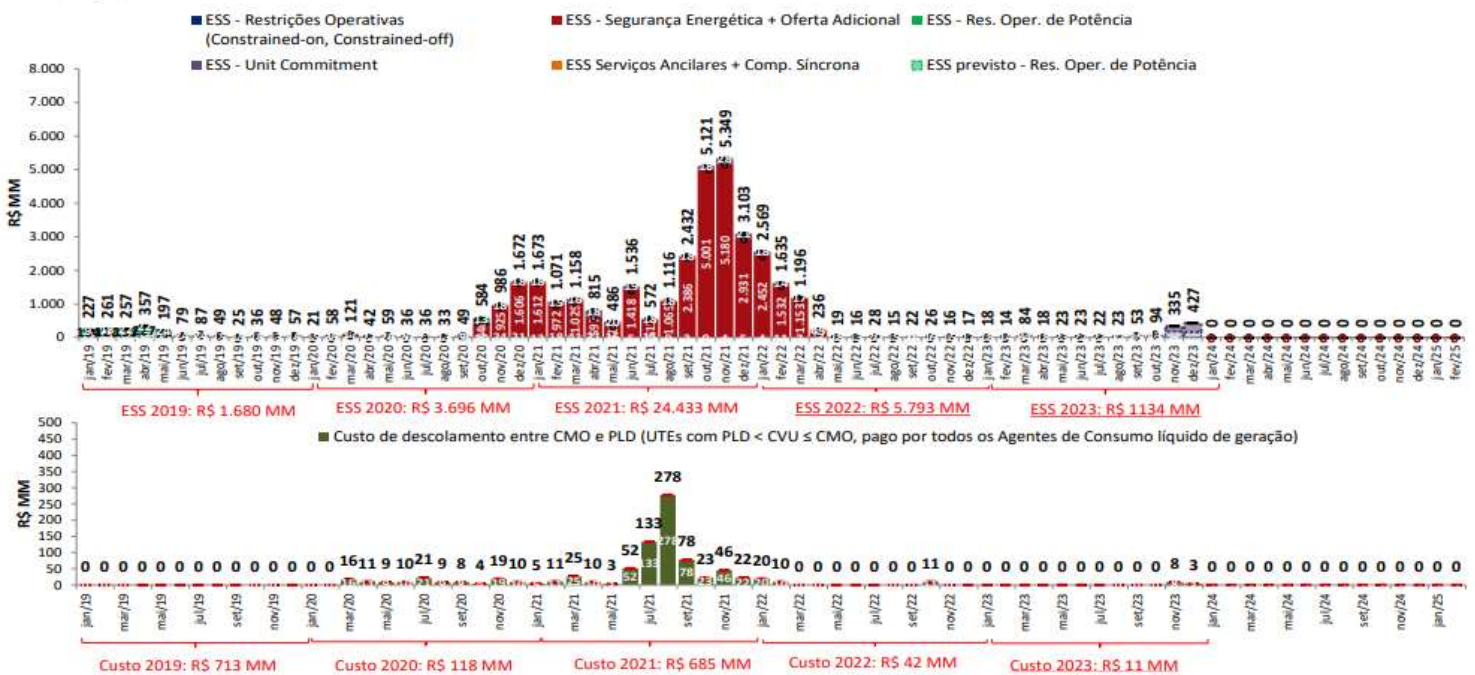


Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

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 dezembro/2023, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de, praticamente, R\$ 427 milhões. Acompanhe como este resultado se solidificou:

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD
projeção do PLD



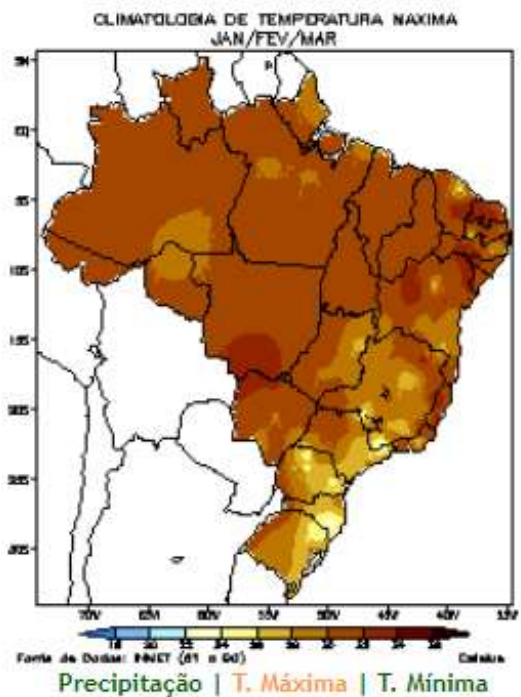
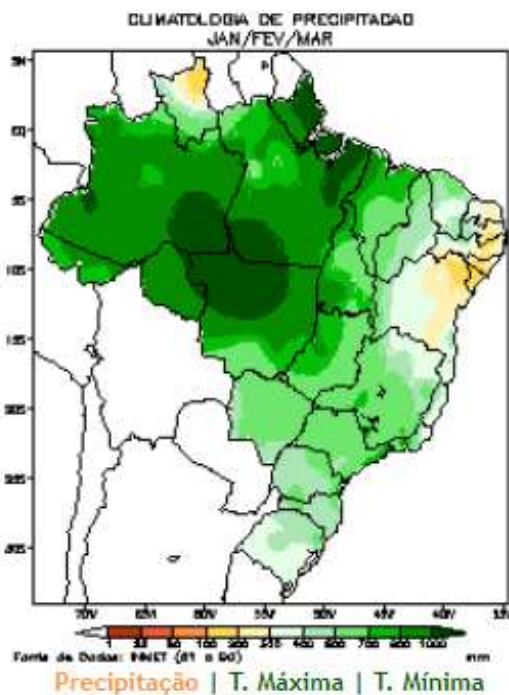


Previsão Climatológica Trimestral

Neste trimestre, as chuvas são freqüentes em praticamente todo o País, com exceção do nordeste de Roraima e do leste do Nordeste. Volumes de chuvas superiores a 1000 mm, são observados no leste do Amapá, na Ilha do Marajó-PA, nos setores nordeste e sudeste do Pará e no sudeste do Amazonas. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, os totais de chuva variam em torno de 300 mm e 700 mm.

Nestas Regiões, as chuvas são ocasionadas, principalmente, pela atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Na Região Sul, totais de chuva de aproximadamente 450 mm ocorrem no Estado do Paraná e inferiores a 400 mm no sul e sudeste do Rio Grande do Sul. A temperatura máxima varia entre 28°C e 34°C nas Regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Nas Regiões Sul e Sudeste, as máximas podem variar entre 24°C e 32°C.

Os menores valores de temperatura, em torno de 14°C, são esperados sobre as áreas serranas da Região Sul e dos Estados de Minas Gerais e São Paulo. Nas Regiões Norte e Nordeste, as temperaturas mínimas variam entre 22°C e 24°C. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil são mostradas a seguir:





NOTÍCIAS

Recorde na expansão da geração: matriz elétrica brasileira teve aumento de 10,3 GW em 2023

Marca é a maior desde o início da medição em 1997. Usinas eólicas se destacaram com 4,9 GW

Dezembro de 2023 foi um mês surpreendente para o crescimento da geração de energia elétrica do país. Nos últimos 31 dias do ano passado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou a entrada em operação comercial de 51 unidades geradoras, que acrescentaram 1,9 gigawatt (GW) à capacidade instalada no país.

Com esse sprint final, o ano terminou com crescimento de 10.324,2 MW na matriz elétrica, ultrapassando o recorde anterior de 9.527,8 MW alcançado em 2016. O resultado também superou a meta de 10.302,4 MW estabelecida no início do ano pela fiscalização da ANEEL.

Os parques eólicos contribuíram em grande medida para o recorde em 2023: as 140 unidades que passaram a operar ao longo do ano somaram 4,9 GW, respondendo por 47,65% da expansão da matriz no ano. Dentre as 291 usinas que entraram em operação no ano, estão ainda 104 centrais solares fotovoltaicas (4.070,9 MW), 33 termelétricas (1.214,9 MW), 11 pequenas centrais hidrelétricas (158,0 MW) e três centrais geradoras hidrelétricas (11,4 MW).

Essas novas usinas foram concluídas em 19 estados localizados nas cinco regiões brasileiras. Registraram expansão acima de 2 GW os estados da Bahia (2.614 MW), Rio Grande do Norte (2.278,5 MW) e Minas Gerais (2.025,7 MW).

Capacidade total se aproxima dos 200 GW

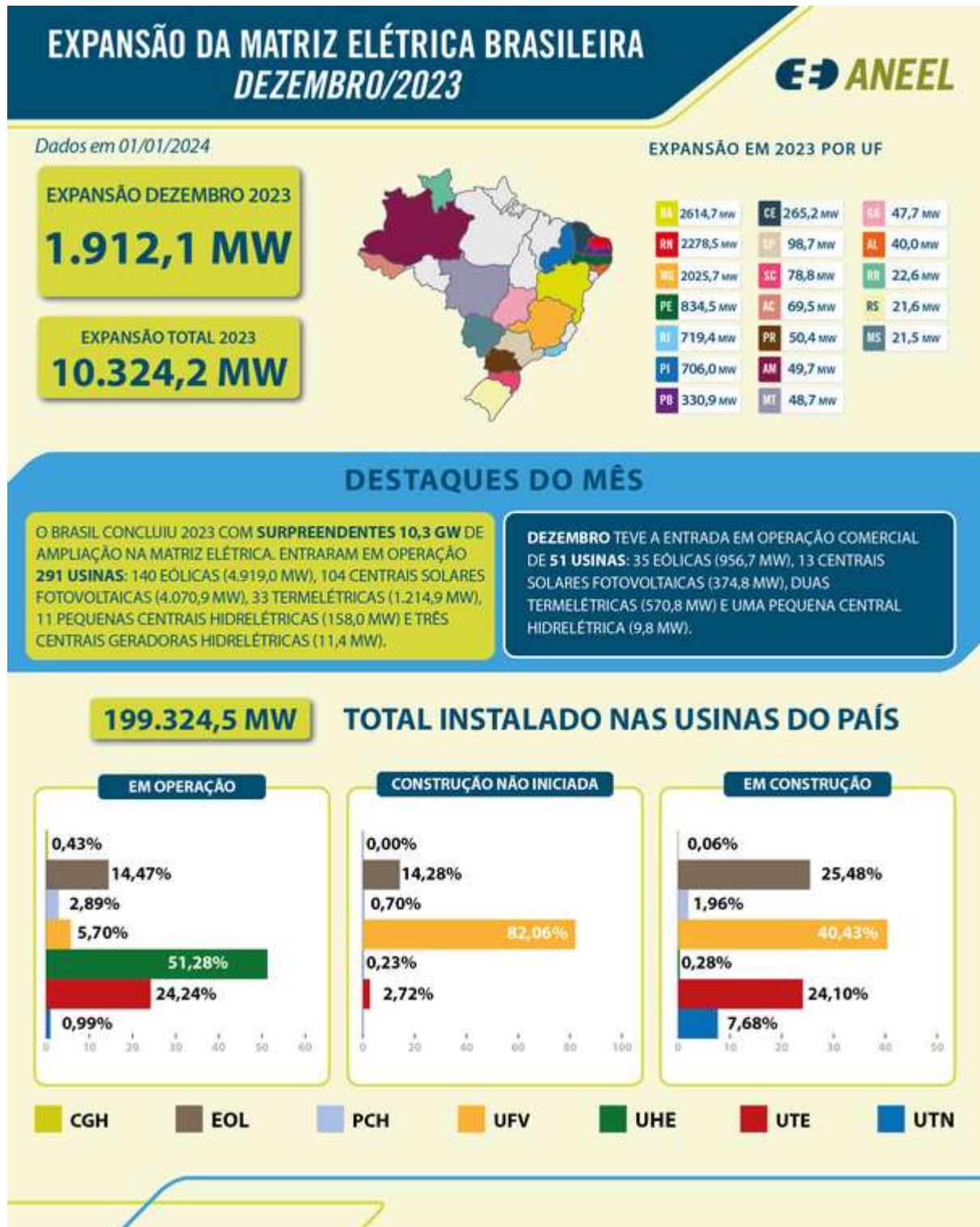
O Brasil somou 199.324,5 MW de potência fiscalizada, de acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL, o SIGA, atualizado diariamente com dados de usinas em operação e de empreendimentos outorgados em fase de construção. Desse total em operação, ainda de acordo com o SIGA, 83,67% das usinas são consideradas renováveis.

A ANEEL atualiza diariamente os dados de geração do país por meio do Sistema de Informações de Geração da ANEEL, o SIGA. Ele apresenta dados de usinas em operação e de empreendimentos outorgados em fase de construção.

Outras informações sobre o acompanhamento da expansão da oferta de geração estão disponíveis em painéis interativos. Esses painéis, atualizados mensalmente, mostram a previsão para a entrada de novas unidades geradoras para os próximos anos. Eles trazem ainda um histórico da expansão da geração desde a criação da ANEEL (1997). Além dos painéis, também



está disponível a base de dados com informações de previsão e acompanhamento de obras dos empreendimentos outorgados para construção.





Conta mais barata: mercado livre de energia supera 3 mil consumidores

Este é o primeiro mês de vigência da abertura desse modelo para consumidores do grupo A, de média e alta tensão, que passaram a ter essa opção, já disponível para as grandes indústrias



Linha de transmissão de energia

Desde o início do ano mais de 3 mil consumidores já notificaram o encerramento dos contratos com distribuidoras de energia elétrica para migrar para o mercado livre de energia.

Este é o primeiro mês de vigência da abertura desse modelo para consumidores do grupo A, de média e alta tensão, que passaram a ter essa opção, já disponível para as grandes indústrias.

A mudança pode baratear as contas de energia dessas empresas em torno de 20%. Marcelo Loureiro, conselheiro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que integra geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores de energia elétrica no país, afirma que o potencial de novos negócios que podem se beneficiar do mercado livre de energia é enorme.

“Mais de 12 mil pequenas empresas e médias empresas já demonstraram interesse de ingressar no ambiente livre para todos os meses de 2024. Estimamos que, ao todo, teremos algo entre 20 e 24 mil empresas aderindo. Para ter noção do que representa tal volume, atualmente temos 38 mil unidades consumidoras que já estão no segmento livre. Isso significa que a quantidade de aderentes possa aumentar esse número em até 50% só neste ano”.

De acordo com portaria do Ministério de Minas e Energia, os consumidores deverão escolher um comercializador varejista habilitado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Mais de 100 agentes varejistas já estão habilitados.



Ao ingressar no mercado livre de energia, os consumidores continuam vinculados às distribuidoras, que é quem dispõe da rede por onde a energia passa. Mas podem escolher o fornecedor, assim como tempo de contrato, preço, tipo de energia, optando, por exemplo, por fontes de energias renováveis.

Dante Beneveni, Ceo da Urca Trading, empresa do Grupo Urca Energia, uma das empresas comercializadoras habilitadas para atuar no mercado livre de energia diz que a redução de custos pode chegar a três faturas por ano. E cita outros benefícios.

“Poder de escolha, possibilidade de ter mais opções de fornecedor de energia e não ficar restrito àquela distribuidora onde está conectado. E produtos, com a possibilidade de diversificação, seja falando só em energia, produto com desconto garantido ou com preço fixo, ele [consumidor] podendo escolher entre custo e benefícios, com a popularização da energia do mercado livre, iniciando com o atacarejo e depois indo para o varejo de fato. Assim como aconteceu lá fora, a tendência é que esse produto de energia venha para o mercado com novos produtos”.

A medida deve beneficiar indústrias e serviços de pequeno e médio porte. São supermercados, padarias, redes de postos de combustíveis e outros negócios que estejam no grupo A de consumo. Essa informação pode ser conferida na conta de energia.

Expansão de rede elétrica exigirá aportes de R\$ 56,2 bilhões, diz EPE

R\$ 37,8 bilhões deverão ser aplicados em linhas de transmissão, com expansão estimada da rede de 14,6 mil km

A ampliação da rede de transmissão de energia elétrica no Brasil exigirá investimentos de R\$ 56,2 bilhões em novas linhas e subestações e reforços e melhorias dos projetos já existentes, segundo cálculos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Do total de aportes projetados no estudo, que subsidia decisões do Ministério de Minas e Energia para o segmento, R\$ 37,8 bilhões deverão ser aplicados em linhas de transmissão, com uma expansão estimada da rede de 14,6 mil quilômetros.

Já R\$ 18,4 bilhões estão relacionados a investimentos em subestações, com ampliação esperada de 75,9 mil megavolt-ampères (MVA).



Petróleo sobe mais de 2% com tensões no Oriente Médio

Tarifa de importação sobre painéis solares pode afetar mais de 85% dos projetos, diz associação

O trabalho da EPE inclui obras de transmissão de energia consideradas necessárias para o sistema brasileiro até 2029 e outras indicadas a partir de 2030 e que podem ser reavaliadas nos próximos ciclos de planejamento.

Dos R\$ 56,2 bilhões em investimentos, 81% devem ser aplicados em projetos a serem licitados pelo governo. Segundo a EPE, espera-se R\$ 24,7 bilhões em empreendimentos a serem contratados nos leilões de transmissão previstos para este ano, enquanto R\$ 21 bilhões devem ser licitados de 2025 em diante.

O governo já tem marcado um leilão para março deste ano, com projetos que deverão exigir R\$ 18,2 bilhões em investimentos para sua implantação. Ainda não há definição sobre os empreendimentos que podem ser ofertados em uma segunda licitação em 2024.

O Brasil tem licitado uma grande quantidade de projetos de transmissão de energia para expandir a rede nacional e permitir que mais geração de energia renovável seja incorporada à matriz sem gargalos para seu aproveitamento.

Nos certames do ano passado, foram contratados cerca de R\$ 37,5 bilhões em projetos que visam principalmente ampliar a capacidade de transmissão da energia eólica e solar gerada no Nordeste para os centros de consumo do Sudeste e Sul.

Além das licitações, a EPE calculou que mais R\$ 10,5 bilhões em investimentos serão realizados nos próximos anos em caráter autorizativo. Transmissoras podem realizar reforços e melhorias em suas linhas a partir de autorizações da agência reguladora Aneel.

Ondas de calor e chuvas no verão podem trazer desafios para operação do setor elétrico

País enfrenta atraso do início do período úmido e ondas de calor com El Niño

O verão, nossa atual estação no Brasil, ainda terá ter chuvas abaixo da média na região Norte, desfavorecendo a geração de grandes hidrelétricas; e risco de novas ondas de calor e temporais com fortes ventanias, disseram especialistas à Reuters, o que poderá trazer desafios à operação do setor elétrico.

Ainda sob influência do fenômeno climático El Niño, o país enfrenta atraso do início do período úmido, que é importante para encher reservatórios das hidrelétricas e garantir a produção sazonal das grandes usinas do Norte.

De acordo com a Nottus Meteorologia, o período úmido está atrasado há pelo menos 45 dias, com chuvas até agora irregulares, e a expectativa é de que a estação chuvosa não se estenda além do normal, devendo se encerrar por volta de abril.



“Para o norte, a chuva aumenta, mas muitas vezes não atinge a média e vai chover muito menos do que no verão 22/23”, apontou Desirée Brandt, meteorologista e sócia executiva da Nottus. Isso, porém, não tem colocado em risco o nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, região considerada a “caixa d’água” do país, já que a boa hidrologia dos últimos anos garantiu a recuperação do armazenamento a patamares confortáveis.



Também há previsão para a ocorrência de novos temporais que podem colocar em risco o fornecimento de energia, dado os potenciais danos às redes de transmissão e distribuição

Atualmente, a capacidade do subsistema está em 61,3%, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O principal ponto de atenção para os próximos meses é a região Norte, que enfrentou seca recorde neste ano, situação que chegou a levar à paralisação temporária das operações da usina hidrelétrica Santo Antônio, no rio Madeira, devido ao baixo nível de vazão.

“O pico das chuvas [no Norte] deve ser mais para o final do verão, em março e ao longo do começo do outono, também em abril. Mas a tendência é que as chuvas fiquem abaixo da média histórica”, afirmou Vinicius Henrique de Lima, climatologista do Climatempo.

“Serão chuvas abaixo da média nessa época, entre fevereiro e abril, mas ainda assim a gente fala de chuvas volumosas que, no geral, vão passar de 200, 250 e 300 milímetros em várias áreas”, ressaltou.

A situação deve afetar as hidrelétricas do Norte construídas “a fio d’água”, – isto é, sem reservatórios de acumulação – mostrando-se bem distinta da verificada no verão de 2023, quando várias usinas da região e do resto do país abriram suas comportas para verter água.



A concessionária responsável pelo complexo de Belo Monte, – a segunda maior hidrelétrica do país, atrás de Itaipu Binacional – já havia dito à Reuters que o El Niño deveria reduzir a geração no início de 2024, bem como diminuir seu potencial exportável de energia para países vizinhos.

Já para a região Sul, que vem registrando chuvas bem acima da média como reflexo do El Niño, deve ver chuvas mais espaçadas no início de 2024.

“A situação para agora, para janeiro, é de poucas frentes frias passando e as chuvas vão ser mais concentradas na forma de pancadas. Para fevereiro e março, as chuvas vão aumentando, o cenário volta a ser de mais risco para chuvas muito intensas, volumosas, com potencial para transtorno”, disse Lima.

Segundo o ONS, o período úmido de 2023/2024 começou com volume de precipitação abaixo da média, e a previsão é de que a afluência no Sistema Interligado Nacional (SIN) deva variar entre 57% e 98% da média histórica (MLT) de dezembro de 2023 a maio de 2024.

“O ONS vem acompanhando e permanecerá nesta vigilância através de cenários e previsões hidrometeorológicas para a tomada de decisões operacionais, de modo a garantir a segurança energética”, afirmou o órgão à Reuters, ao ser questionado sobre o impacto das chuvas abaixo da média na operação do sistema.

Eventos climáticos extremos

O Brasil também pode enfrentar novas ondas de calor durante este verão, além de temporais extremos como o registrado no início de novembro no Estado de São Paulo, que deixou milhões de consumidores sem luz.

“A umidade mais elevada, em geral, atenua extremos de calor. Mas nós devemos ter sim ao longo desse verão alguns períodos em que o tempo vai ficar mais seco e, por consequência disso, a temperatura vai subir mais”, disse o climatologista do Climatempo, citando a possibilidade de ondas de calor no setor leste do país, como interior da Bahia e norte de Minas Gerais, além de Mato Grosso do Sul e Estados do Sul.

Ondas de calor registradas desde setembro foram responsáveis por elevar a carga diária de energia elétrica a níveis recordes, chegando a superar 100 GW, com os consumidores ligando mais equipamentos de refrigeração como ar-condicionado.

O ONS afirmou que, após experiências e dados obtidos nas recentes ocorrências de ondas de calor, sua atenção está voltada aos momentos de ponta de carga em dias de demanda elevada.

Nesses momentos, disse o ONS, é preciso injetar um montante expressivo de energia, em intervalo de poucas horas, para suprir imediatamente o que deixa de ser gerado por grandes e pequenas usinas solares nos períodos sem irradiação do sol.

Também há previsão para a ocorrência de novos temporais que podem colocar em risco o fornecimento de energia, dado os potenciais danos às redes de transmissão e distribuição.



“Enquanto o verão de 2022, 2023 foi marcado pelo volume de chuvas, por chuvas abrangentes e persistentes, esse verão deve ser marcado mais pela ventania. Muitas vezes teremos episódios de pancadas de chuvas em forma de tempestades, acompanhadas por fortes rajadas de ventos”, apontou Brandt, da Nottus.



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



INFORMATIVO ENERMERCO

www.enermerco.com.br

informativo@enermerco.com.br
