

Informativo Enermerco

2211

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



Consumo (SIN)
68.572 Mw
Out. 2022



Descolamento CMO
11,15 Mil
Out. 2022



Bandeira Tarifária
VERDE
Out. 2022



Geração
65.912 Mw
Out. 2022



Encargos
R\$ 6,93 Milhões
Out. 2022



Mercado de Energia x Tendência do PLD

Com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de fevereiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado). Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

Assim, o valor médio mensal de setembro, ficou assim estabelecido:

	SE/CO	S	NE	N
PLD Médio Mensal	55,70	55,70	55,70	55,70

Os principais fatores responsáveis pela variação na função de custo futuro do modelo DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de aflúências e demanda no Sistema Interligado Nacional – SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

Para o mês de novembro, assim como de outubro, a bandeira estabelecida foi a VERDE, com condições favoráveis à geração de energia.

Durante o decorrer do mês de novembro foi-se especulado e previsto incidentes de precipitação na faixa central do país. Com previsão de acumulados de chuva significativos em grande parte dos estados do centro-oeste e Sudeste. Previsão essa que se confirmou decorrentes de instabilidades causadas por uma massa de ar quente e um canal de umidade favorecendo grandes acumulados de chuva.



Principalmente devido a atuação de um episódio de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) a região também apresentou grande volume de precipitação final de novembro, assim como está previsto para o início do mês de dezembro. Onde deve persistir um canal de umidade contribuindo para ocorrência das chuvas.

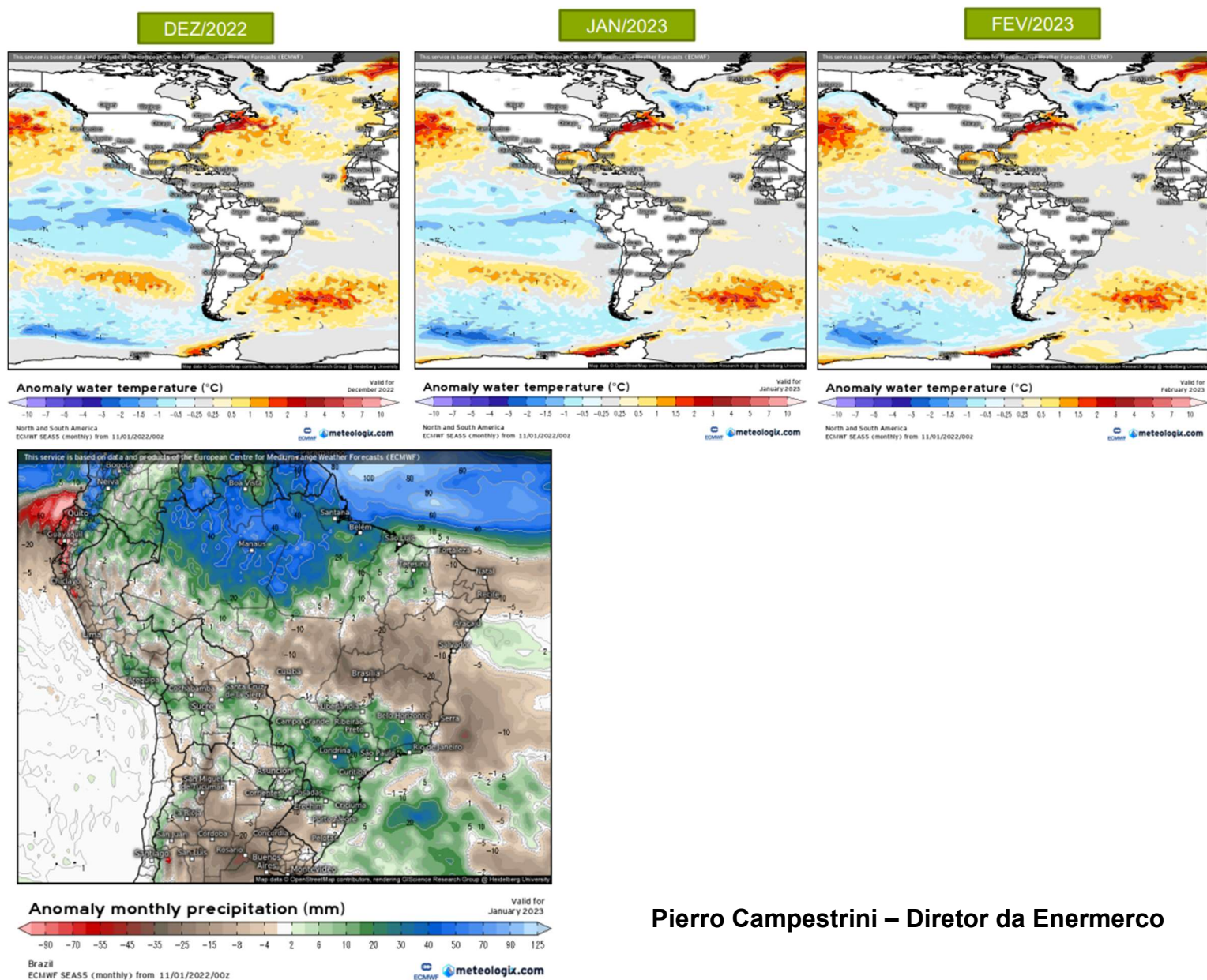
Atualmente o armazenamento do sistema interligado nacional se apresenta em um cenário muito positivo, levando em conta também a recém-chegado do período úmido.



Passamos atualmente por um período com condições e características de la nina, ou seja, diminuição da temperatura da superfície das águas do Oceano Pacífico. Esse padrão frio do Pacífico ajuda a explicar os sistemas de alta pressão bem intensos e lentos que têm adentrado pelo sul do país.

Para o primeiro trimestre de 2023 está previsto um aumento gradual na temperatura da superfície do mar, influenciando também as regiões dos Niños e CBM (Confluência Brasil Malvinas). Tendo em vista essas previsões a expectativa para janeiro e fevereiro é de chuva mais para o sul e circulação de altas atmosféricas, isto é, bloqueios atmosféricos para o norte e nordeste do país.

O cenário hidrológico atual acrescido as previsões meteorológicas para o início de 2023 acenam para um momento muito oportuno para a posição de comora de energia.



Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

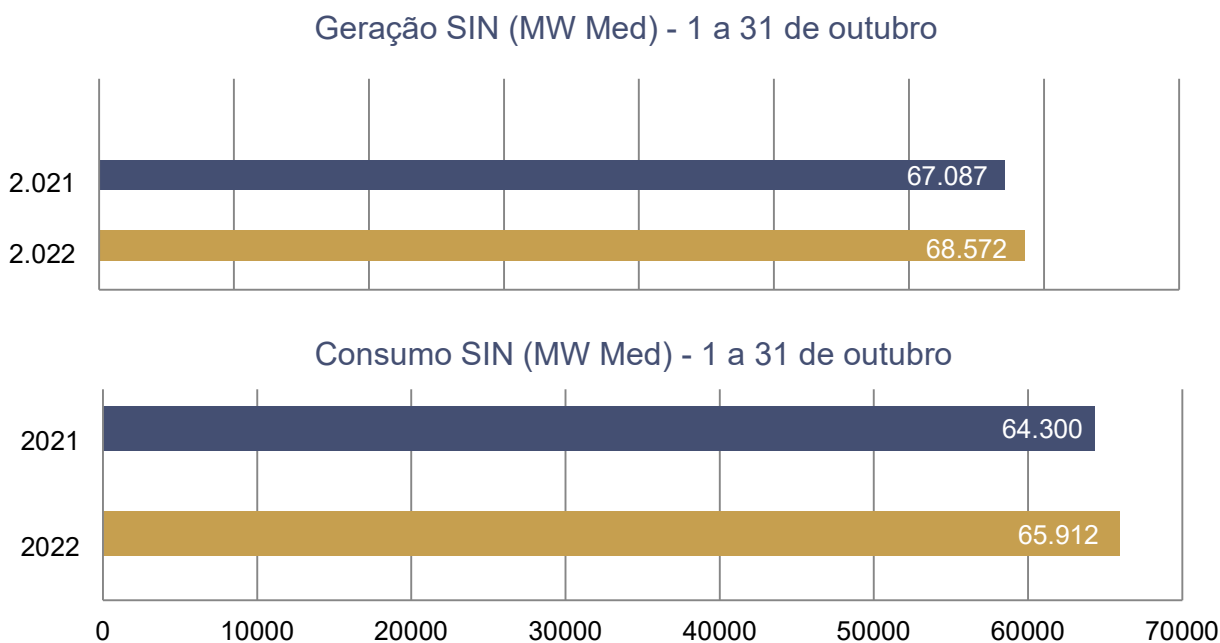


Geração e Consumo com decréscimos semelhantes

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

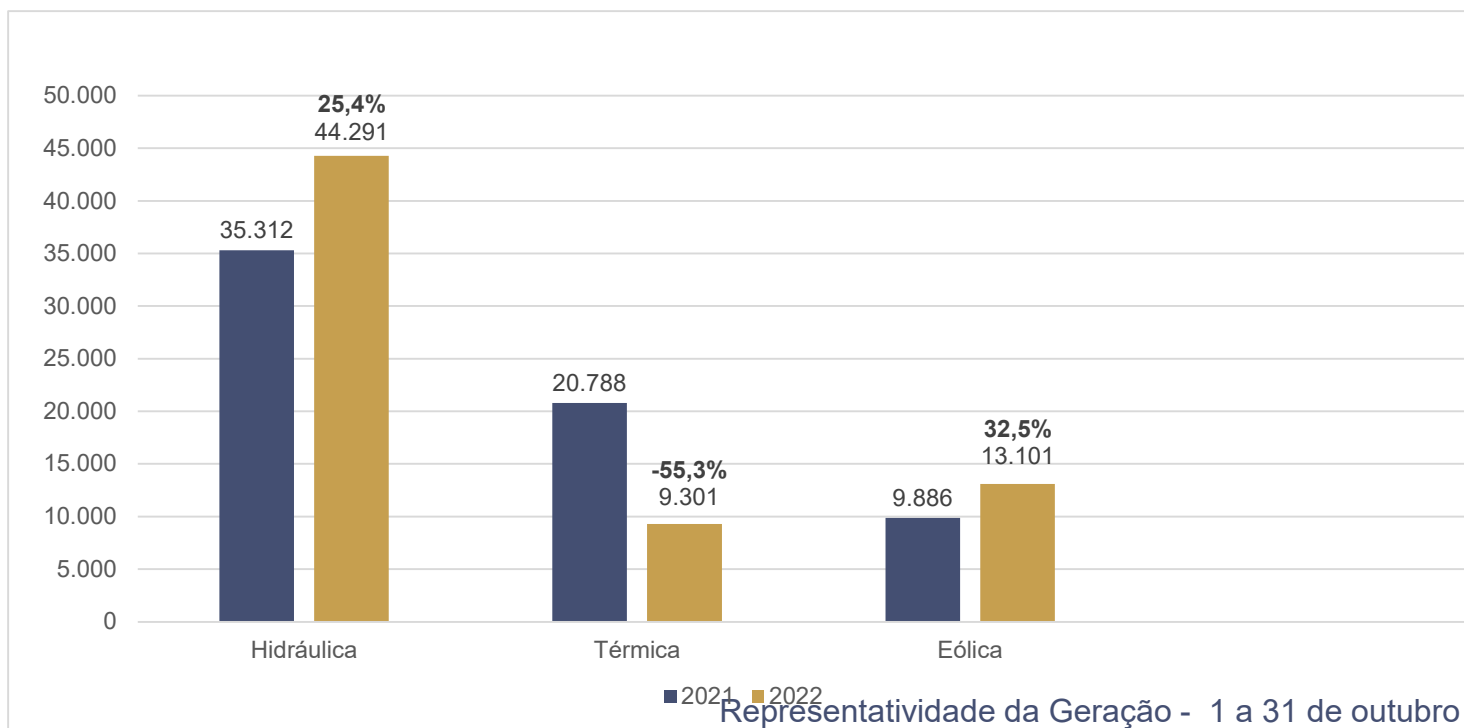
O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste,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

Em comparação ao mesmo período de 2021, temos leves acréscimos no consumo (2,5%) e na geração (2,2%):



Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, acima demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Em relação à comparação da geração com o mesmo período do ano anterior, constata-se um vultoso aumento na geração da energia hidráulica. Com isso, a geração térmica decaiu consideravelmente.



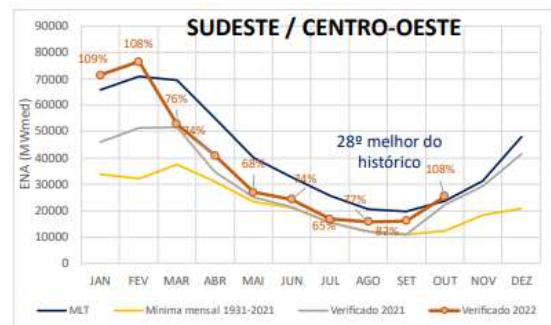
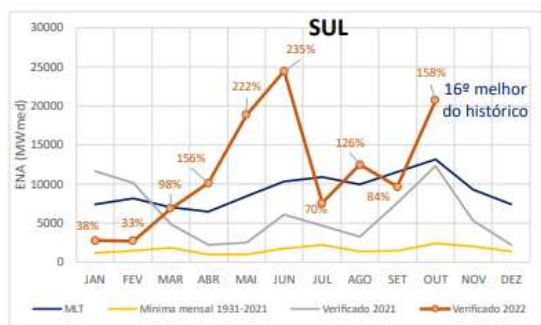
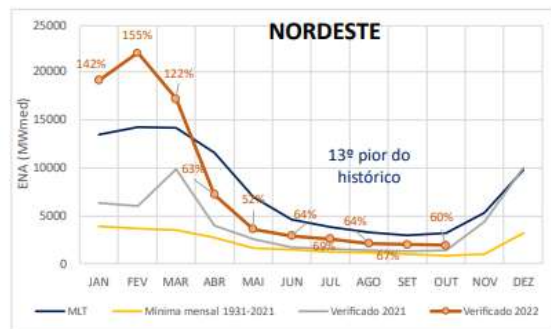
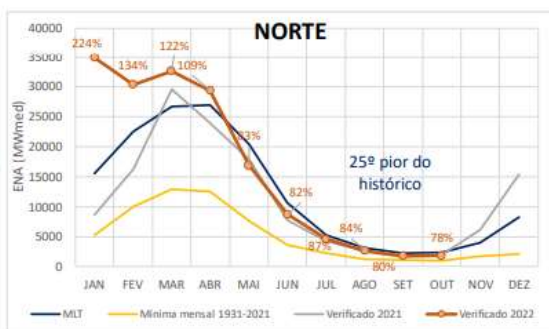
ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

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.

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

Outubro/2022

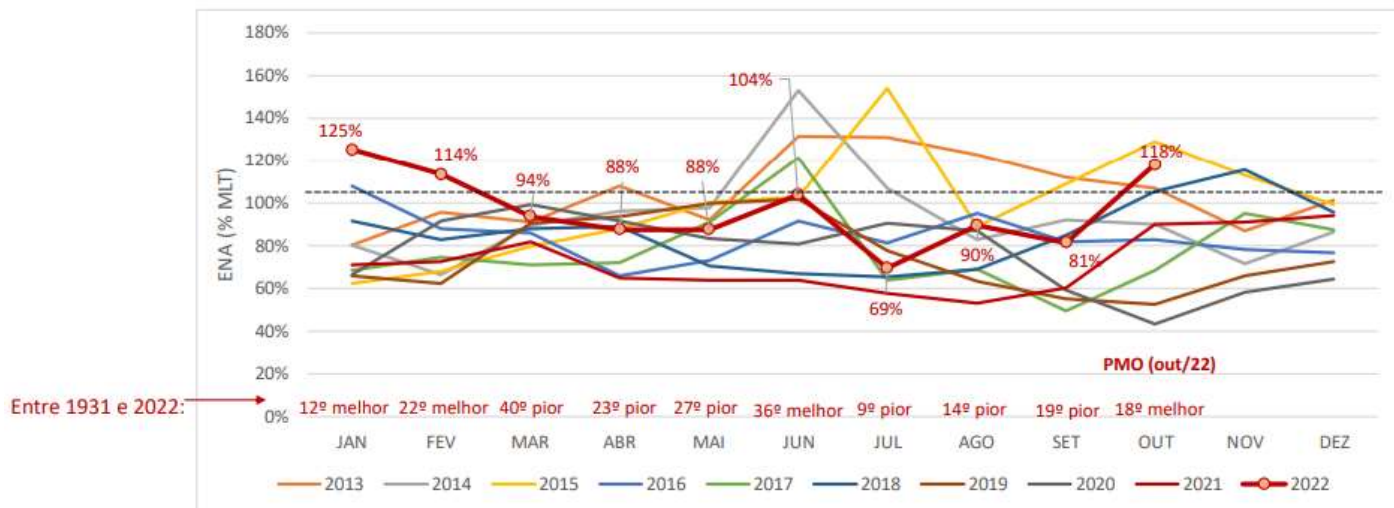
SIN
49.966 MWmed
118%
18º melhor do hist.





Este cenário se mostrou o 18º melhor histórico:

ENA SIN (% MLT)



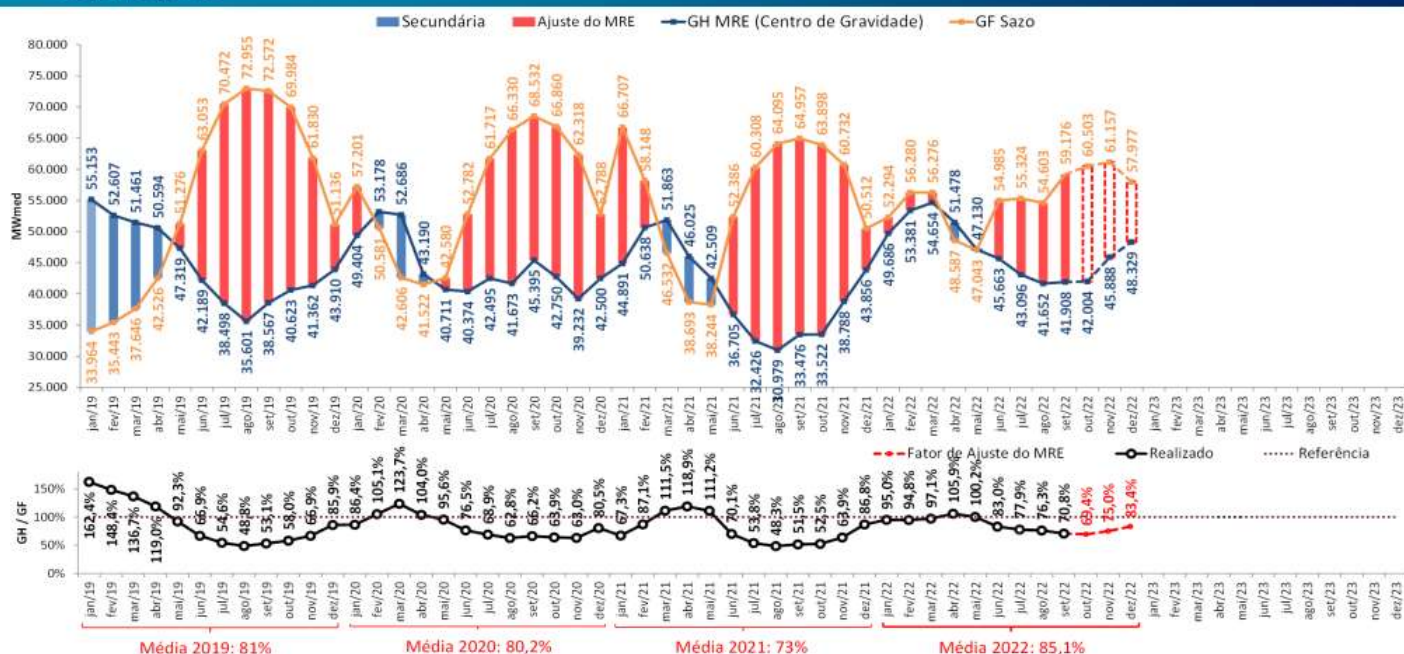
Fator de Ajuste de MRE

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 setembro, atingiu-se uma geração de 69,4% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2022:

Projeção do MRE

Projeção do PLD

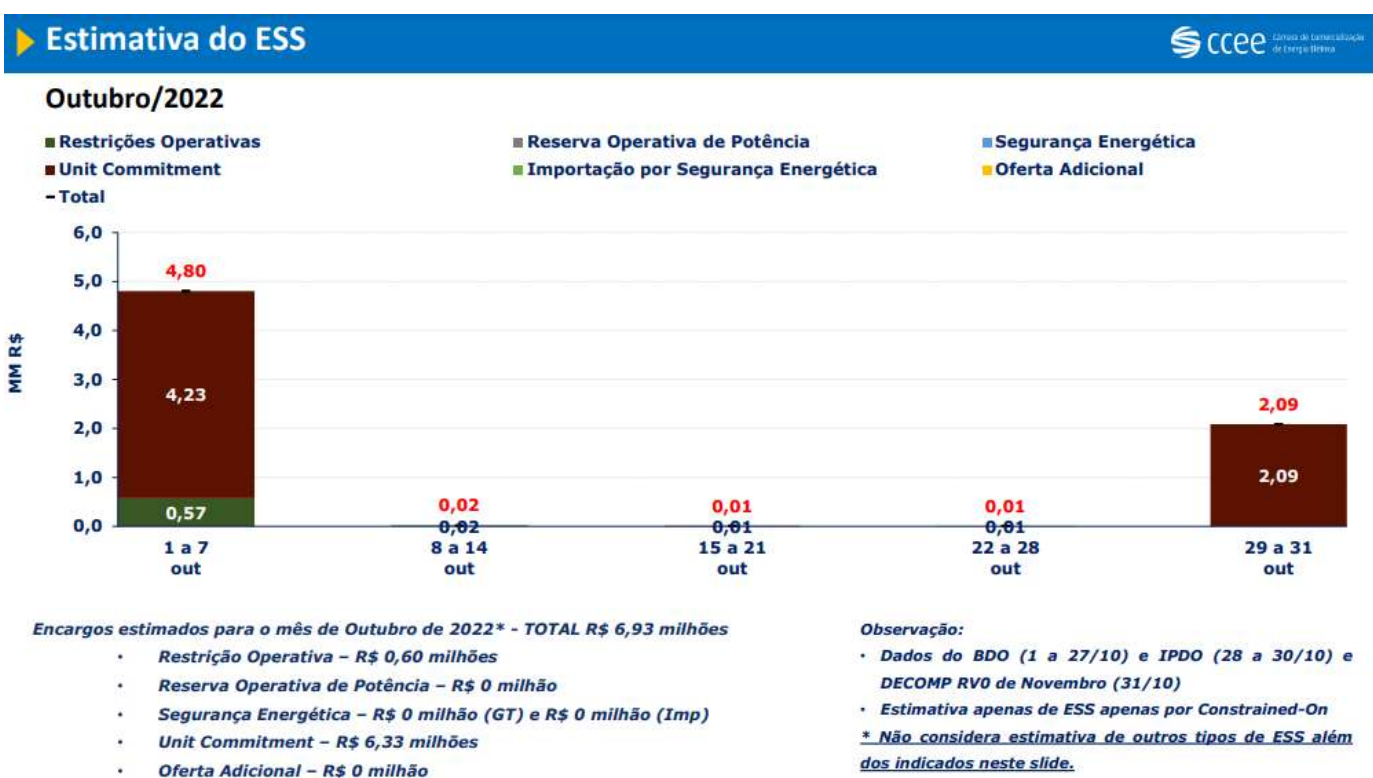




Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

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 outubro/2022, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 6,93 milhões. Acompanhe como este resultado se solidificou:

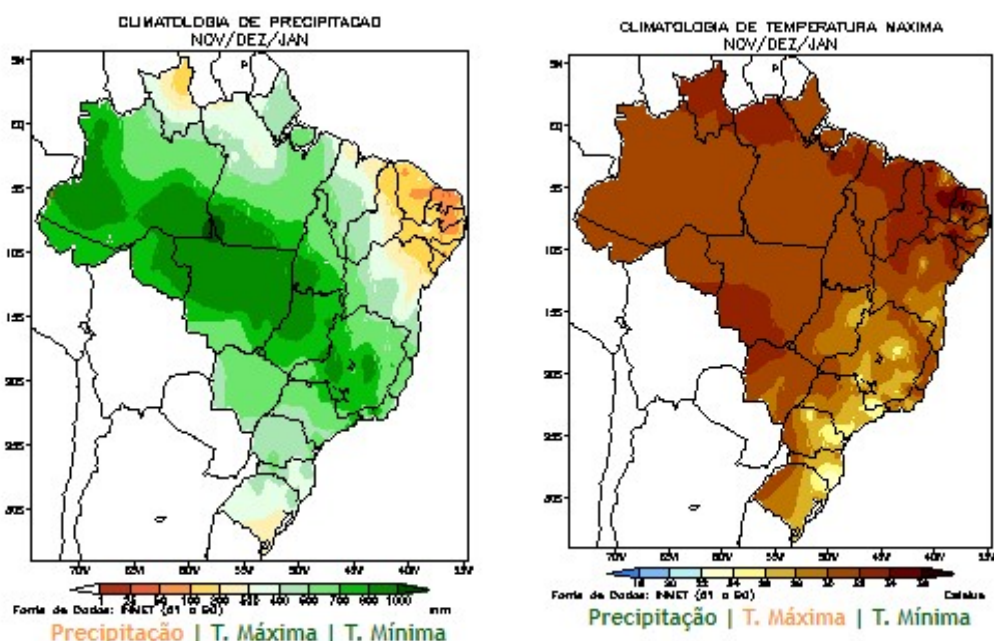


Previsão Climatológica Trimestral

No trimestre OND os totais acumulados aumentam para valores entre 700 mm e 1000 mm no Brasil Central. Neste período, aumenta também a frequência de Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis (VCAN) sobre o Atlântico Sul, que, associado à configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), pode favorecer o aumento das chuvas nos setores oeste e sul da Região Nordeste e no norte da Região Sudeste. Nestas áreas, os totais acumulados no trimestre podem atingir 800 mm. Destacam-se as pancadas de chuva e os ventos fortes no final da tarde e início da noite, ocasionados pelo aquecimento diurno ou quando se aproxima uma frente fria



proveniente de latitudes mais altas. Na Região Sul, ainda predomina a rápida passagem dos sistemas frontais e os mais baixos totais acumulados de precipitação são observados no Rio Grande do Sul. A temperatura máxima varia de 22°C, nas áreas serranas do Sul e Sudeste, a valores superiores a 34°C, no interior do Nordeste. Os mais baixos valores de temperatura mínima são esperados no sudeste de Santa Catarina e na fronteira entre o nordeste de São Paulo e o sul de Minas Gerais. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas a seguir:





NOTÍCIAS

Baixas temperaturas reduzem consumo de energia na primeira quinzena de outubro

Queda de 2% em relação ao ano passado foi puxada pelo mercado regulado, que atende residências e empresas de menor porte



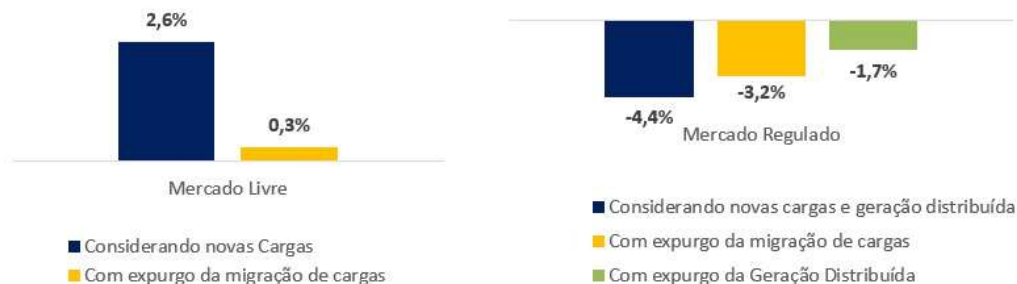
Assim como ocorreu no mês passado, as baixas temperaturas em boa parte do país reduziram o consumo de energia elétrica na primeira quinzena de outubro, em relação a 2021. Dados preliminares do Boletim InfoMercado Quinzenal, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, mostram uma queda de 2% no período, para 63.644 megawatts médios.

O declínio tem sido puxado pelo mercado regulado, no qual as residências e os pequenos comércios compram seu fornecimento diretamente das distribuidoras. No ambiente, foram consumidos 40.406 MW médios, volume 4,4% menor no comparativo anual. Em momentos de temperaturas mais amenas, os consumidores que fazem parte do segmento costumam utilizar menos aparelhos de ar-condicionado, o que ajuda a explicar os resultados.

Já no mercado livre, que abastece a indústria e as grandes empresas, o consumo foi de 23.238 MW médios, uma alta de 2,6% maior em relação ao ano anterior. O aumento da produção em ramos de atividade econômica importantes, como a fabricação de automóveis, madeira, papel e celulose e o setor de serviços, é um dos fatores que levam à ampliação no uso da energia.



Consumo de energia elétrica na primeira quinzena de outubro | 2022 X 2021



Como há uma constante migração de consumidores entre os dois ambientes, a CCEE também faz uma análise desconsiderando esse efeito. Ao excluir as novas cargas dos últimos 12 meses, o ambiente de contratação livre teria um crescimento de apenas 0,3%, enquanto o regulado apresentaria um declínio de 3,2%. Outro fator que pode influenciar é a micro e minigeração distribuída, que são os painéis solares fotovoltaicos. Se não houvesse esse tipo de tecnologia, a retração do consumo no segmento das distribuidoras seria menor, de 1,7%.

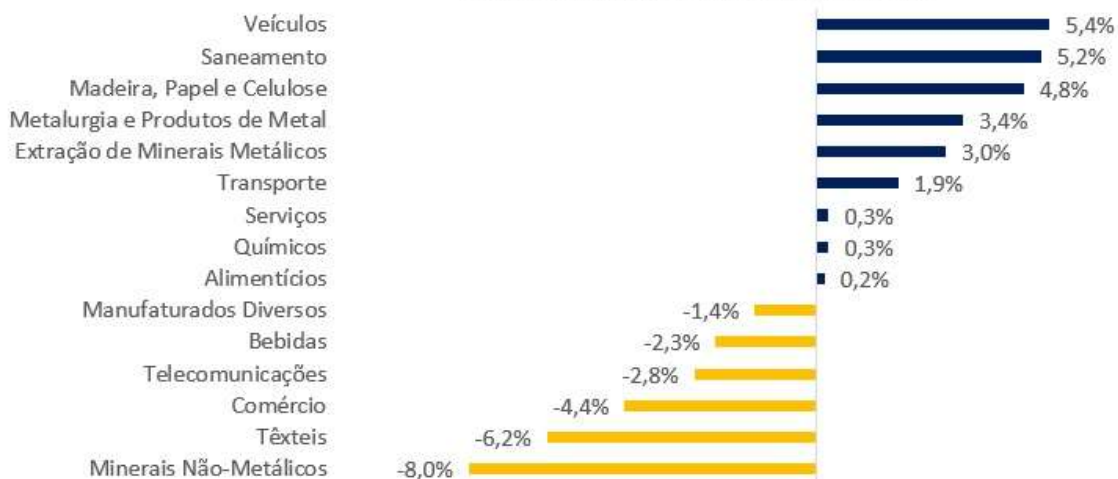
Consumo por ramos de atividade econômica

A CCEE também realiza a apuração de consumo de energia em 15 setores da economia que comprou seu fornecimento de energia no mercado livre. Na primeira quinzena de outubro, no comparativo anual e desconsiderando a migração de cargas, os setores que registraram maiores avanços foram: veículos (5,4%), saneamento (5,2%) e madeira, papel e celulose (4,8%). As três áreas que apresentaram as maiores quedas são: minerais não-metálicos (-8%), têxteis (-6,2%) e comércio (-4,4%).



Variação no Consumo de Energia Elétrica - Primeira Quinzena de Outubro | 2022 x 2021

Excluindo migração de cargas entre ambientes



Variação no Consumo de Energia Elétrica - Primeira Quinzena de Outubro | 2022 x 2021

Considerando migração de cargas entre ambientes



Consumo regional

Na análise regional, os estados que registraram a maior alta no consumo estão concentrados na região Norte, com destaque para o Maranhão (25%), ainda influenciado pela retomada de um grande consumidor local. No restante do Brasil, houve queda, por causa das temperaturas mais amenas que as registradas no ano passado, como é o caso do Rio Grande do Sul e do Mato Grosso do Sul, ambos com 7% de redução.



Geração por Fonte

Fonte	2021 (MW)	2022 (MW)	Variação (%)
Hidráulica	35.335	42.624	20,6%
Térmica	20.892	8.962	-57,1%
Eólica	10.461	13.231	26,5%
Fotovoltaica	1.135	1.925	69,6%



Consumo de energia na indústria têxtil segue em queda e sinaliza produção menor no ano

Cenário econômico reduziu poder de compra dos consumidores e encareceu matéria-prima

O consumo de energia elétrica na indústria têxtil está em queda desde 2021 e o setor encerrou outubro com mais uma redução, desta vez de 3% no comparativo anual. A demanda menor é sinal de que o setor ainda sente o impacto tanto da conjuntura negativa interna, de juros, inflação persistente e alto endividamento das famílias, como externa, com problemas de atrasos relacionados principalmente à política de COVID Zero da China.



No Nordeste, importante polo para o setor, foram registradas quedas expressivas em Sergipe (-29%) e na Paraíba (-17%). Em Minas Gerais, a retração no consumo do setor foi de 12%.

Os dados são da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que monitora o comportamento de 15 ramos de atividade econômica, levando em consideração as empresas que adquirem eletricidade no mercado livre.

Reduzir emissões do carvão é o desafio para metas climáticas, aponta AIE

Relatório da entidade afirma que aumentar o crescimento da energia solar e eólica é vital, mas não é suficiente

As emissões derivadas do carvão são o grande vilão das emissões de gases de efeito estufa. Por isso, o mundo deve agir rapidamente para reduzir significativamente essas emissões a fim de



evitar impactos graves das mudanças climáticas. Essa é a conclusão de um relatório da Agência Internacional de Energia, publicado na última terça-feira, 15 de novembro, dia da Energia na COP-27. A entidade indica que é necessária uma ação política imediata para mobilizar rapidamente financiamento maciço para alternativas de energia limpa ao carvão e garantir segurança, transições acessíveis e justas, especialmente em economias emergentes e em desenvolvimento.

O novo relatório especial da AIE, *Coal in Net Zero Transitions: Strategies for Rapid, Secure and People-Centered Change*, analisa o que seria necessário para reduzir as emissões globais de carvão com rapidez suficiente para atender às metas climáticas internacionais. No escopo dessa avaliação estão apoio à segurança energética e crescimento econômico, aborda as consequências sociais e de emprego das mudanças envolvidas.

A nova análise do relatório especial, que faz parte da série *World Energy Outlook*, mostra que a maioria do atual consumo global de carvão ocorre em países que se comprometeram a atingir emissões líquidas zero. No entanto, longe de diminuir, a demanda global por carvão tem se mantido estável em níveis recordes na última década. “Se nada for feito, as emissões dos ativos de carvão existentes, por si só, derrubariam o mundo além do limite de 1,5 °C”, aponta.

A entidade afirma que o carvão é a maior fonte de emissões de CO₂ de energia e a maior fonte de geração de eletricidade em todo o mundo, o que destaca o dano que está causando ao nosso clima e o enorme desafio de substituí-lo rapidamente. O relatório indica as opções viáveis abertas aos governos para superar esse desafio crítico.

Nesse sentido, não existe uma abordagem única para reduzir as emissões. O Índice de Exposição de Transição de Carvão da IEA destaca os países onde as dependências do carvão são altas e as transições provavelmente serão mais desafiadoras: Indonésia, Mongólia, China, Vietnã, Índia e África do Sul se destacam.

Hoje, existem cerca de 9.000 usinas a carvão em todo o mundo, representando 2,2 TW de capacidade. Seu perfil de idade varia muito por região, de uma média de mais de 40 anos nos Estados Unidos a menos de 15 anos em economias em desenvolvimento na Ásia.

Em linhas gerais aponta que uma escala massiva de fontes limpas de geração de energia, acompanhada por melhorias em todo o sistema em eficiência energética, é a chave para desbloquear reduções no uso de carvão para energia e reduzir as emissões de ativos existentes.

Em um cenário em que as atuais promessas climáticas nacionais são cumpridas no prazo e na íntegra, a produção das usinas a carvão ininterruptas existentes cai cerca de um terço entre 2021 e 2030, com 75% substituídas por energia solar e eólica. Esse declínio na produção de carvão é ainda mais acentuado em um cenário consistente em atingir emissões líquidas zero até 2050 e



limitar o aquecimento global a 1,5 °C. No Cenário Net Zero até 2050, o uso de carvão cai 90% até meados do século.

Contudo alerta que apesar de as aprovações de novos projetos diminuíssem drasticamente na última década, existe o risco de que a atual crise energética promova uma nova prontidão para aprovar usinas movidas a esse combustível.

União consegue suspensão de liminar sobre PLD máximo e mínimo

Abrace obteve liminar que estabelecia a edição de uma nova lei em 90 dias e se não fosse atendida, a suspensão da cobrança do encargo destinado tanto ao pagamento do custo do despacho energético determinado pelo CMSE

A União conseguiu a suspensão em segunda instância uma decisão favorável à Abrace em ação na qual a entidade questionava a legalidade da criação de PLD máximo e mínimo por meio de decreto. O desembargador João Batista Moreira entendeu que a edição de nova norma regulamentadora não atenderia ao pedido da entidade e atendeu ao recurso colocado pelo governo.

A decisão foi proferida em 17 de novembro onde aponta o magistrado “Defiro, por isso, o pedido para suspender a decisão agravada no que concerne ao reconhecimento da “ilegalidade da criação de preços – PLD – mínimo e máximo por meio de Decreto, (...), oportunizando-se à parte ré o prazo de 90 (noventa) dias para que, querendo, edite nova norma regulamentadora a respeito do tema”.

Entre os argumentos apresentados pela União está o fato de que 90 dias não é um prazo adequado para o estabelecimento de uma nova lei, pois classificou esse período como “extremamente exíguo para a edição de nova norma regulamentadora (lei em sentido formal e material), posto que o processo legislativo brasileiro possui balizas que não permitem definir previamente a cronologia de tramitação de um projeto de lei, que, após o seu encaminhamento pelo Chefe do Poder Executivo ao Congresso Nacional, terá de tramitar por várias Comissões Legislativas, em razão da matéria, e ser votado em plenário, nas duas Casas Legislativas, na forma da Constituição Federal e Regimentos Internos da Câmara dos Deputados e Senado Federal, para, ao final, poder ser sancionado pelo Presidente da República”.

Em meados de setembro, a Abrace obteve uma vitória parcial em seu pedido sobre a questão do PLD máximo e mínimo. A entidade conseguiu uma liminar para reconhecer a ilegalidade da criação de preços mínimo e máximo por meio de Decreto, a despeito da ausência de previsão legal anterior nesse sentido. E ainda, estabeleceu o prazo de 90 dias para a edição de nova norma regulamentadora a respeito do tema.



Contudo, a entidade solicitava prazo máximo de 60 dias para a edição de regulamento que determinasse que o PLD refletisse as variações do valor econômico da energia elétrica e os parâmetros operativos da operação do SIN, inclusive, a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos, sem teto e sem distinção por modalidade de acionamento.

E mais, que ao não cumprir a tutela de urgência no prazo, que fosse suspensa a cobrança do encargo destinado tanto ao pagamento do custo do despacho energético determinado pelo CMSE, nos termos da Resolução CNPE 3/2013, quanto à cobertura da diferença entre o PLD máximo fixado e o custo efetivo de geração de energia elétrica, o ESS por segurança energética.

Em sua defesa a Abrace alegou que a prática de gerar ESS vem em prejuízo do agente ou consumidor que adquiriu energia elétrica mediante contratação de longo prazo, beneficiando os agentes e consumidores descontratados.

Tarifa de energia deve aumentar 5,6% em média em 2023

Projeção da Aneel foi apresentada a representantes do grupo de transição do futuro governo

A Agência Nacional de Energia Elétrica projeta crescimento de 5,6% nas tarifas de energia elétrica em 2023. O valor está acima dos 5% do IPCA e dos 4,5% do IGPM previstos no Boletim Focus do Banco Central.

Sete distribuidoras (22% do total) terão aumento médio de 14,3%; outras 15 empresas (29%) ficarão na média de 7,4%; enquanto para 17 companhias (34%) o reajuste médio deve ficar na casa dos 2,7%. As 13 concessionárias restantes (14%) devem ter redução de 4,3% em média.

Os dados foram apresentados nesta quarta-feira, 23 de novembro, durante reunião da diretoria Aneel com o coordenador do grupo de transição de Minas e Energia, Mauricio Tolmasquim, e o subcoordenador de Energia Elétrica, Nelson Hubner.

Em nota, a agência informou que a equipe de transição *“expressou especial interesse nos impactos tarifários de uma série de decisões tomadas nos últimos anos”* Cálculos esses que serão detalhados nas próximas interações entre os técnicos da autarquia e os representantes do futuro governo.

Embora o custo de distribuição tenha ficado abaixo da inflação medida pelos dois indicadores, foi registrado crescimento de 2020 a 2022, em razão de revisões extraordinárias, privatizações e fortes investimentos. Na transmissão, a tarifa foi pressionada pela inclusão de um passivo financeiro da Rede Básica Existente que não foi pago de 2013 a 2017 e pela forte expansão do sistema elétrico.



Na geração, o consumidor cativo foi onerado com o custo de segurança do sistema, cotas de Itaipu e das usinas nucleares, contratações em leilão que nem sempre privilegiaram a energia mais barata, crescimento da Conta de Desenvolvimento Energético e a contratação emergencial de térmicas na crise hídrica do ano passado.

Para a agência reguladora, a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que vencerão nos próximos anos será a oportunidade para capturar ganhos para a modicidade tarifária. No caso das distribuidoras, há 20 empresas cujos contratos vencerão entre 2025 e 2031 que representam 54% do mercado e 57% do número de consumidores do país.

Preocupações

Na apresentação feita ao GT de transição, a Aneel destacou a preocupação com a aprovação de duas propostas que tramitam no Congresso Nacional. Uma delas é o PL 2.703, que prorroga o subsídio à micro e minigeração distribuída.

A proposta que tramita em regime de urgência na Câmara dos Deputados amplia em doze meses o prazo para assegurar os descontos previstos na Lei 14.300 para sistemas com pedidos de acesso até janeiro de 2023. A agência estima um impacto tarifário adicional de R\$ 25 bilhões até 2045.

A segunda proposição é o PDL 365, um projeto de decreto legislativo já aprovado na Câmara e que está no Senado. A norma revoga as resoluções da Aneel que intensificam o sinal locacional e extinguem a tarifa de transmissão estabilizada para geradores (TUSDg), adotando uma tarifa flutuante.

Além dos dois temas, também foi discutido o PL 414, que trata da modernização do setor elétrico. O projeto já passou pelo Senado e está na Câmara, e a intenção do GT de transição é analisar o texto mais recente do relator Fernando Coelho Filho (União-PE), negociando com o Legislativo uma pausa que deve empurrar a votação da matéria para o ano que vem.

O projeto de lei tem como um dos pilares a abertura do acesso ao mercado livre, trazendo medidas que uma parte do setor considera necessárias para alocar os custos decorrentes da migração de consumidores para esse ambiente. Portarias editadas desde 2019 pelo Ministério de Minas e Energia já vem reduzindo as restrições de acesso ao ACL na alta tensão.

A abertura total para a parcela remanescente desse universo de consumidores deve acontecer a partir de janeiro de 2024, conforme portaria publicada esse ano pelo MME. Isso, se a norma for mantida pelo governo eleito. Já a proposta de portaria com abertura para a baixa tensão a partir de 2026 ficará suspensa e será definida no ano que vem.



A agência destacou ainda outros pontos de atenção nas áreas de G,T e D. No caso da transmissão, é preciso otimizar o planejamento da expansão, já que há uma previsão de R\$ 60 bilhões em contratações em 2023.

Na geração, além das renovações das concessões, há a renegociação das cláusulas comerciais do Tratado de Itaipu, com a amortização total da dívida da empresa; a ampliação do mercado livre, com tratamento para os contratos legados; e a alocação a todos os consumidores do custo de segurança do sistema elétrico.

Existe ainda, por parte da Aneel, uma preocupação em não impor mais custos à Conta de Desenvolvimento Energético, limitando o crescimento dos subsídios e dos gastos das diversas rubricas que compõem a CDE. Isso afeta, na ponta, o consumidor de energia elétrica, tanto o livre quanto o cativo.

Defasagem

Na reunião, a diretoria também alertou para a defasagem do quadro de pessoal da agência. O déficit de servidores é de 24,6%, com a maior carência registrada entre os técnicos administrativos, de 42,5%.

Para a agência, é necessário realizar um novo concurso público para suprir a redução do quadro com a saída de servidores para outros órgãos públicos e para a iniciativa privada ao longo dos anos.



INFORMATIVO ENERMERCO

www.enermerco.com.br
informativo@enermerco.com.br

**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

