

# Informativo Enermerco

2012

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



Consumo (SIN)

64.273 Mw

Nov. 2020



Descolamento CMO

R\$ 28,4 Mil

Nov. 2020



Bandeira Tarifária

VERDE

Nov. 2020



Geração

65.709 Mw

Nov. 2020



Encargos

R\$ 951 Mil

Nov. 2020



## Mercado de Energia x Tendência do PLD

O mercado de energia fecha o ano de 2020 com altíssimo nível de volatilidade no PLD, altíssimo nível de incerteza regulatória, altíssimo nível de especulação e risco de mercado.

O ano por si só não foi fácil em virtude da pandemia, uma vez que a previsibilidade da carga era pura incógnita, inclusive para o ONS, que apostou em uma retomada mais lenta. Contudo, ocorreu uma retomada da carga muito mais rápida e aguda.

Na outra ponta, o cenário da seca preocupou até o CMSE frente aos reservatórios que foram deplecionados, pois também se imaginava que o período úmido iria ocorrer dentro da sua janela normal. Todavia este atrasou. Estes dois aspectos levaram o período de novembro ao patamar de preço teto, com exceção do submercado Nordeste, se consolidando conforme o quadro abaixo:

### Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Novembro 2020	SE/CO 502,70	S 502,70	NE 242,52	N 502,70

O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, na última semana de novembro, teve aumento de 17% nos submercados Sudeste/CentroOeste, Sul e Norte, saindo de R\$ 476,59/MWh e indo para o teto regulatório R\$ 559,75/MWh. Já o submercado Nordeste apresentou queda de 29%, saindo de R\$ 276,71/MWh para R\$ 196,29/MWh. O principal fator responsável pelo aumento do PLD no Sudeste/CentroOeste, Sul e Norte foi devido a expectativa de redução das afluições nas regiões Sudeste e Sul.

Os limites de envio de energia da região Nordeste foram atingidos em todos os patamares, mantendo o descolamento dos preços deste submercado em relação aos demais. Espera-se que as afluições de novembro de 2020 fechem em torno de 56% da média de longo termo (MLT), sendo aproximadamente 59% na região Sudeste/Centro-Oeste, 21% na região Sul, 80% na região Nordeste e 87% na região Norte.

O fator de ajuste do MRE estimado para o mês de novembro de 2020 ficou em torno de 63%. O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) estimado para as três primeiras semanas operativas de novembro está em R\$ 695,4 milhões, sendo R\$ 1,2 milhões devido à restrição operativa, R\$ 314,7 milhões devido a segurança energética, R\$ 16,5 milhões por unit



commitment e R\$ 363 milhões devido a importação por segurança energética. Para a quarta semana, deve continuar ocorrendo despacho por segurança energética visando garantir a não degradação do armazenamento da região Sul.



A bandeira tarifária em novembro/2020 foi verde, sem custo para os consumidores. E a previsão inicial de ser mantida até dezembro, foi descartada no dia 30 de novembro.

A diretoria da ANEEL decidiu, em reunião extraordinária, reativar a sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias. Aplicando a metodologia, ficou estabelecida a bandeira vermelha Patamar 2 no mês de dezembro de 2020, com custo de R\$ 6,243 para cada 100 quilowatts-hora consumidos.

Em maio deste ano, em virtude da pandemia do novo Coronavírus, a ANEEL havia decidido manter a bandeira verde acionada até 31 de dezembro deste ano, mas a queda no nível de armazenamento nos reservatórios das hidrelétricas e a retomada do consumo de energia levaram à revisão da decisão.

“Com o anúncio da bandeira vermelha patamar 2 é importante que os consumidores busquem evitar o desperdício de água e energia”, disse o diretor-geral da ANEEL, André Pepitone, assim será até dezembro deste ano.

As afluições em dezembro têm melhorado o cenário dos níveis dos reservatórios, baixando os preços de mercado e do PLD semanal dos submercados. Entretanto novembro já deixou sua marca em relação ao risco entre contrapartes, sendo desta vez a Alfa Comercializadora a casa que causou o Calote no mercado de energia.

No rumo regulatório, o governo segue firme aprovando as alterações do Novíssimo Marco Legal do Setor Elétrico Brasileiro, mesmo que de forma bastante picotada. Ou seja, está adotando a estratégia de aprovar as alterações das regras separadamente, gerando menos ruído e desgaste. Toda a semana uma novidade regulatória. E para 2021, a grande mudança



que os Agentes vão sentir “no bolso” será o PLD horário. O CMO já está rodando assim faz um ano, e o PLD irá impactar menos ou mais cada Agente de acordo com sua curva de consumo horária, conforme já havíamos adiantado por aqui.

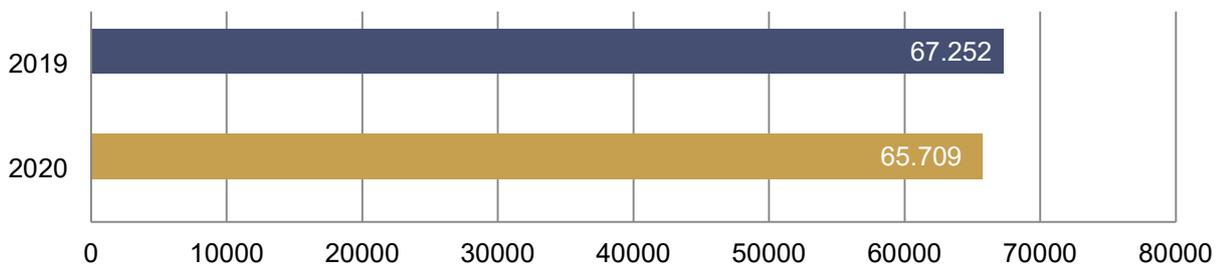
**Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco**

## Geração e Consumo em queda

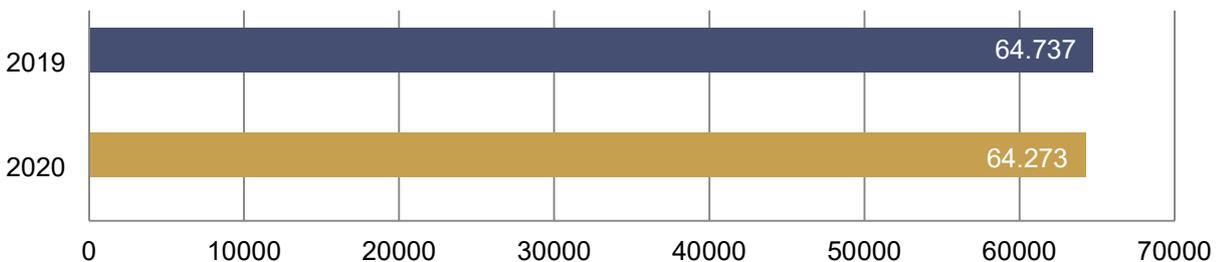
A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de novembro, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

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.

Geração SIN (MW Med) - 1 a 30 de novembro



Consumo SIN (MW Med) - 1 a 30 de novembro

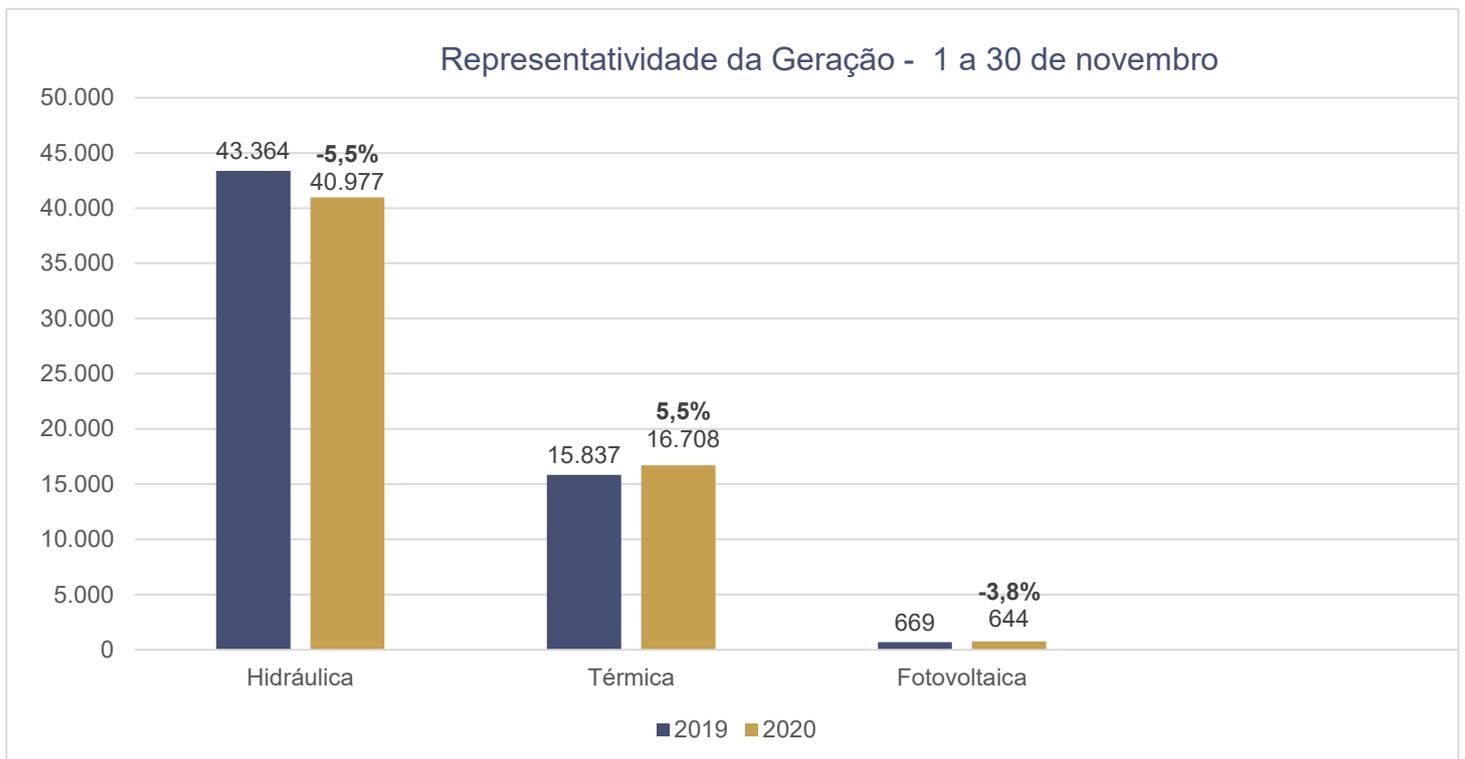


Em comparação ao mesmo período de 2019, temos decréscimo no consumo e na geração, - 0,7%, e -2,3%, respectivamente. O consumo deste mês tem seguido a tendência do impacto das medidas governamentais de contenção da COVID-19, intensificadas a partir do dia 21 de março.



## Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Em relação ao mesmo período do ano anterior, 2019, tivemos pouca oscilação nos índices de produção:



Em relação à comparação da geração com o mesmo período do ano anterior, constata-se redução na geração de usinas hidráulicas (-5,5%) e um aumento de 5,5% na geração térmica.

O Ambiente de Contratação Livre – ACL, confirmando a recuperação observada em meses anteriores, atingiu 7,7% de crescimento quando comparado a novembro de 2019, enquanto o Ambiente de Contratação Regulada – ACR registrou queda de 4,4% frente ao mesmo período. Considerando o efeito das migrações de carga entre os ambientes de contratação, o ACL registra uma alta de 2,6% e o ACR uma queda de 2,1%.

A redução das compras nas lojas físicas e dos atendimentos presenciais em comércios e serviços de menor porte pode ter colaborado para esta baixa no ACR (em contraste ao aumento das compras via e-commerce)[1]. Além disso, estados com grande



representatividade no consumo nacional apresentaram quedas expressivas, possivelmente devido à ausência de dados de medição, como a Bahia, com queda de 8%, e o Rio Grande do Sul, com queda de 9%. Juntos os dois estados apresentaram as maiores quantidades de medições faltantes, e respondem por mais de 10% do consumo no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Em contrapartida, 16 estados apresentaram alta no consumo, com destaque para o Mato Grosso (7%), Rondônia (7%), Acre (5%) e Santa Catarina (4%).

Em relação ao ACL, o cenário permanece de otimismo, com os consumidores livres registrando alta de 9,7% e consumidores especiais alta de 3,6%. O retrato é o mesmo para a análise por ramos de atividade, onde apenas o setor de transportes apresentou queda na prévia de novembro (5,2%). Para os demais, destaque para o crescimento dos setores com alta intensidade energética, como o de metalurgia e produtos de metal (4,5%), minerais não metálicos (10,7%) e químicos (10,7%).

## **ENA, MLT e Nível dos Reservatórios**

---

No gráfico 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.

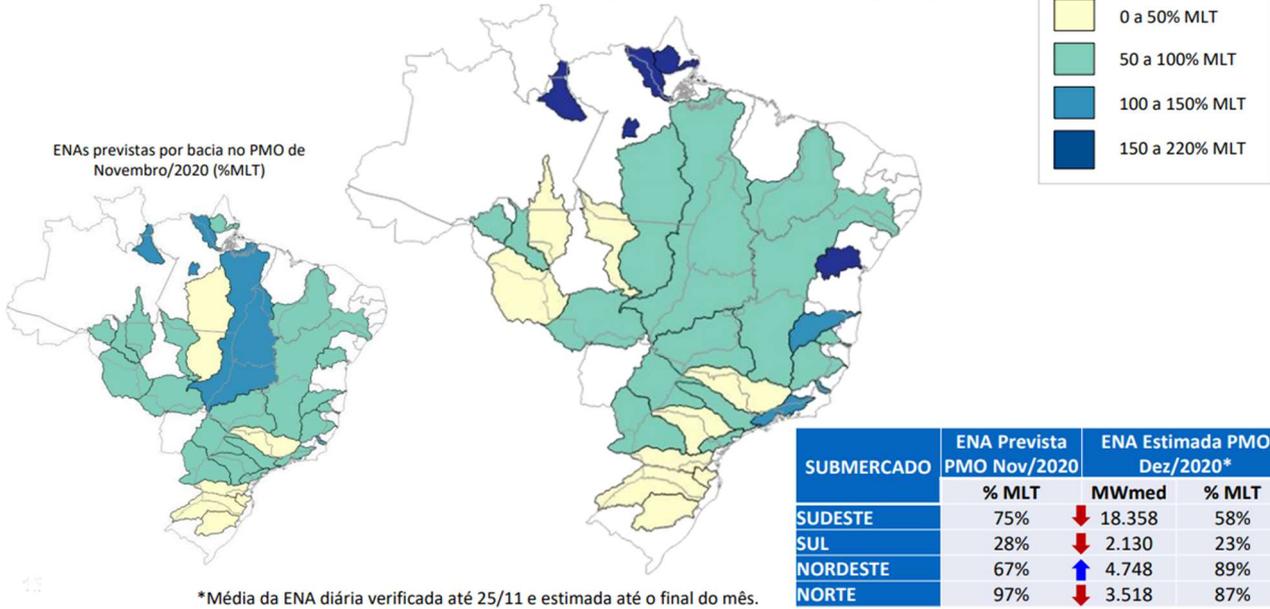


## Energia Natural Afluente (% MLT)

Estimativa para Novembro/2020

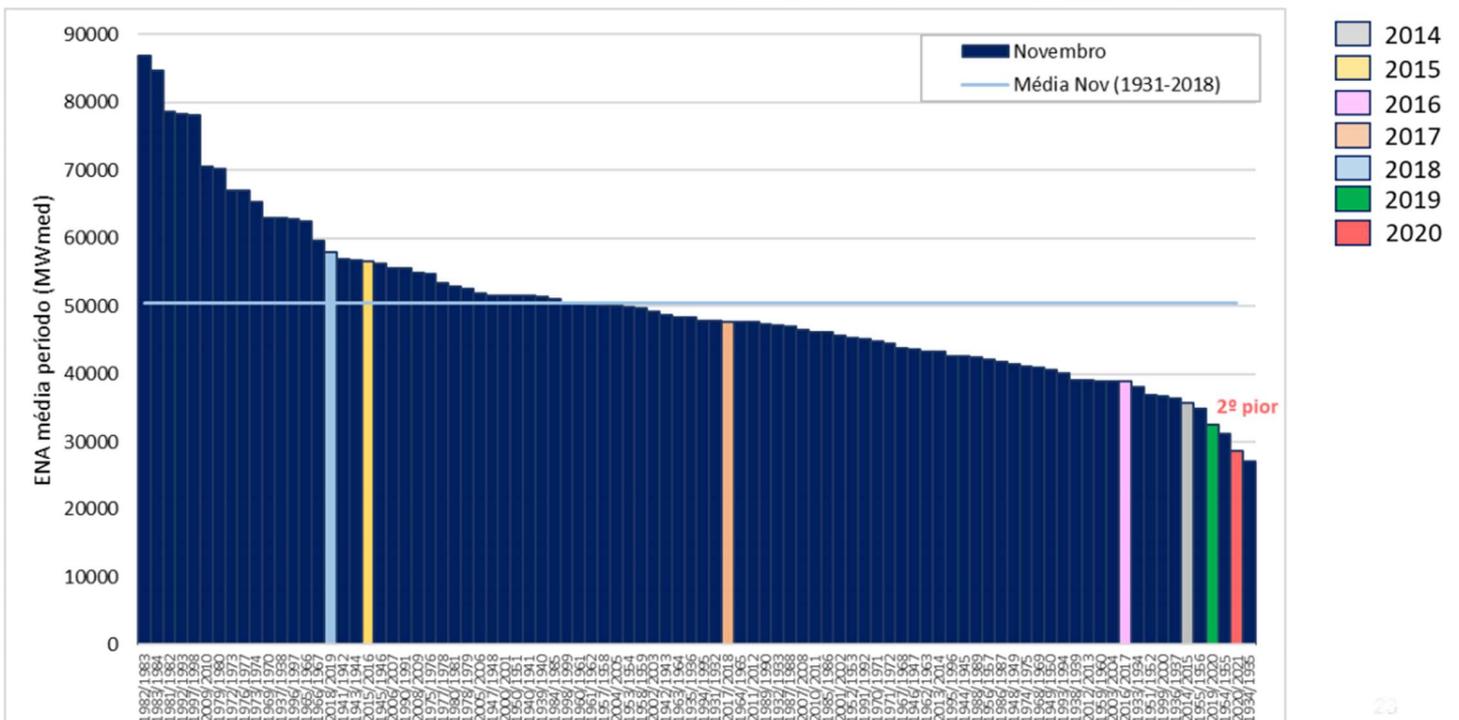


ENAs estimadas por bacia para novembro no PMO de Dezembro/2020 (%MLT)



Em outubro, os valores de acoplamento apresentaram uma diminuição a partir da segunda semana e passaram a valores próximos de 28.000 MWmed, reduzindo ainda mais para as duas últimas semanas. Já para novembro, os valores de afluências ficaram próximos aos 45.000 MWmed para a primeira semana, apresentando redução de cerca 40.000 MWmed na demais semanas. Este histórico classifica-se como o 2º pior do Sistema Nacional, ao longo dos registros:

## Classificação da ENA no SIN no histórico Novembro



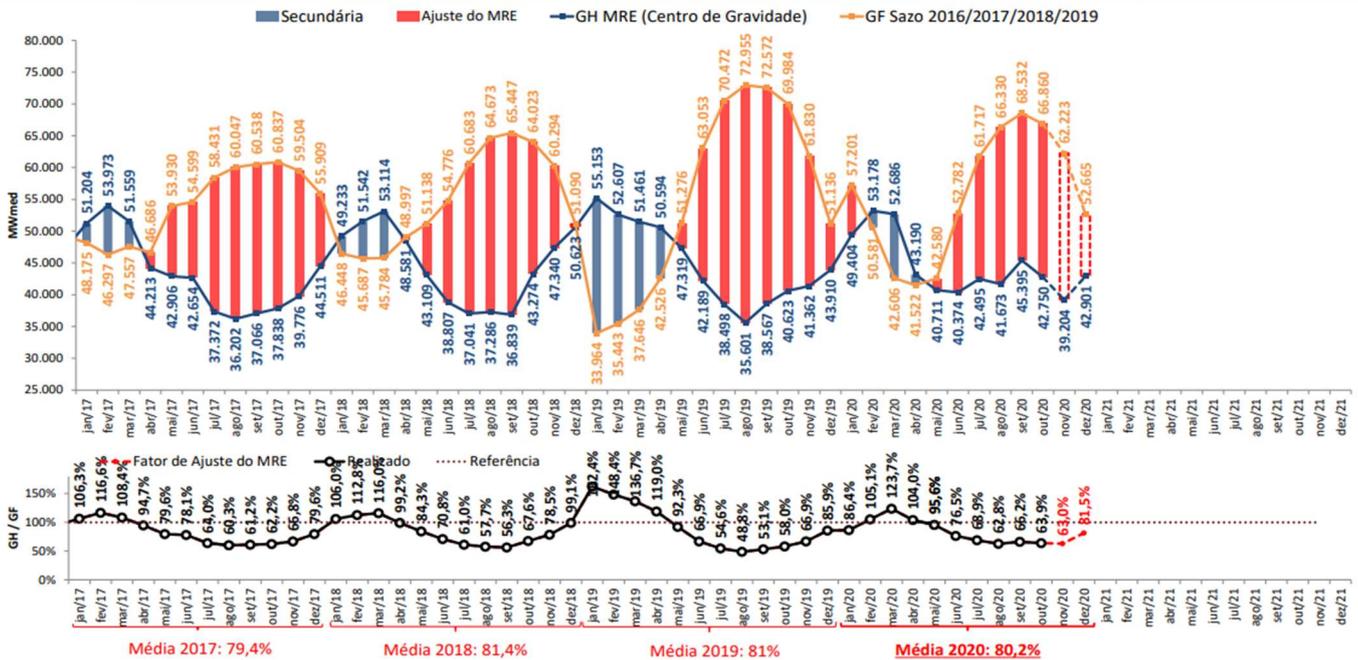


## Fator de Ajuste de MRE

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 novembro, atingiu-se uma geração, de 63% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2020.

## Projeção do MRE Projeção do PLD



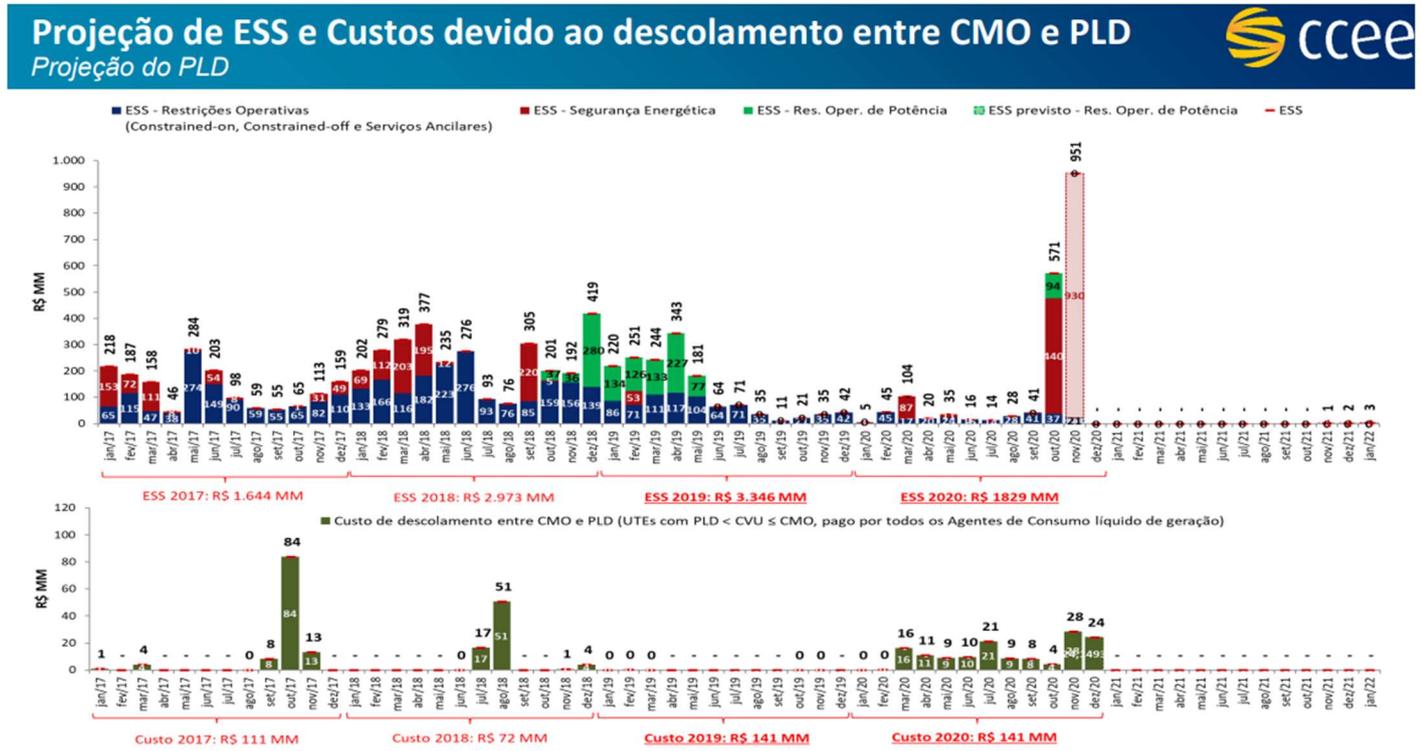
## Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

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 novembro/2020, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 951 milhões. Acompanhe como este resultado se solidificou:

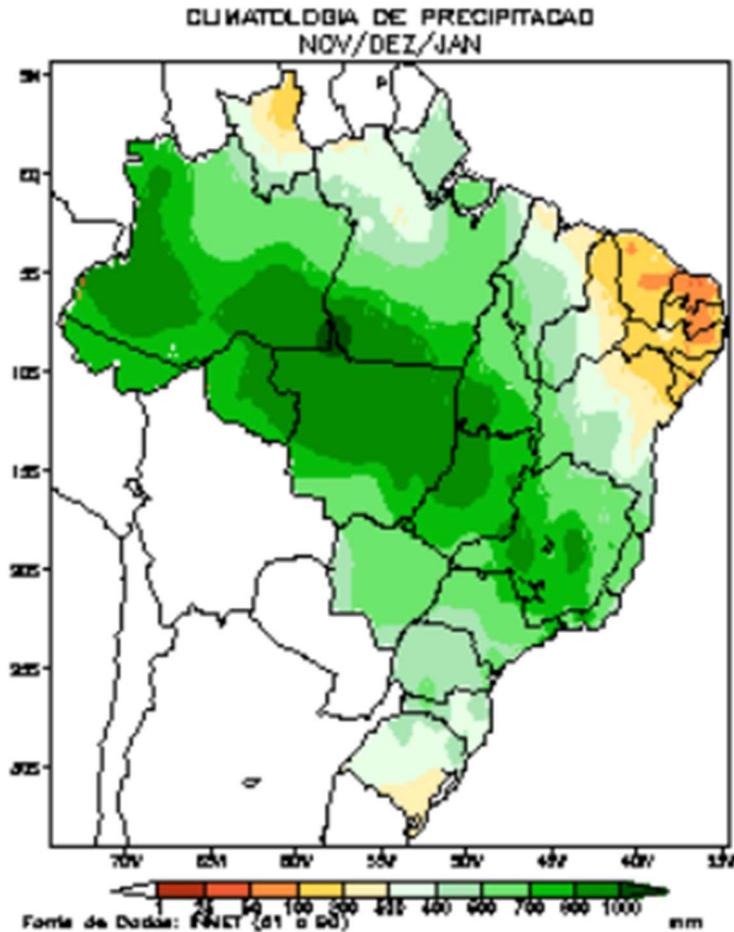


## Previsão Climatológica Trimestral

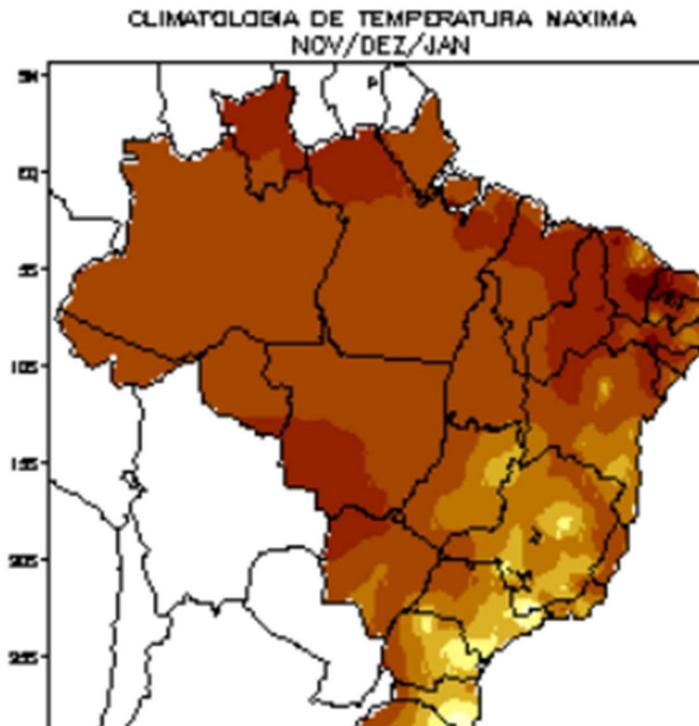
No próximo trimestre, os totais acumulados aumentam para valores entre 700 mm e 1000 mm no Brasil Central. Neste período, aumenta também a frequência de Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis (VCAN) sobre o Atlântico Sul, que, associado à configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), pode 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:



Precipitação | T. Máxima | T. Mínima





## NOTÍCIAS

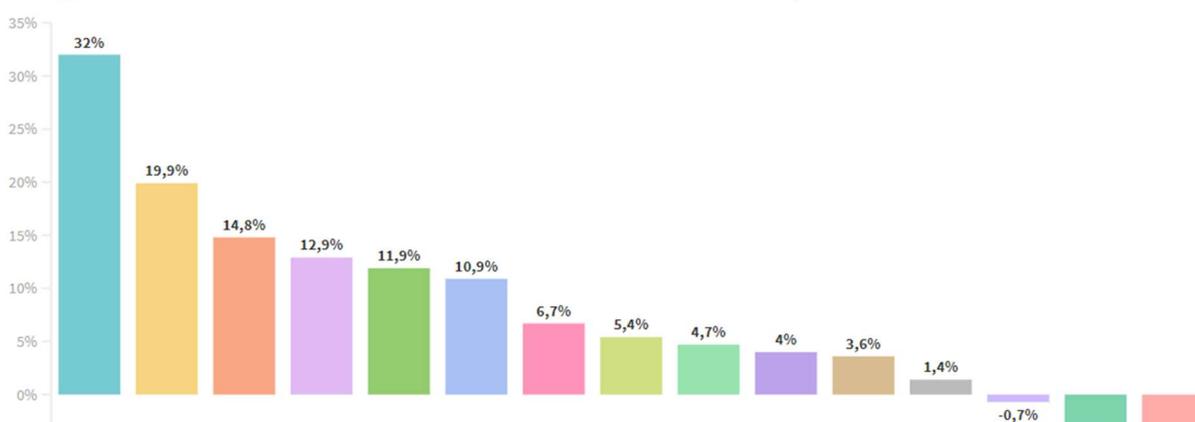
### Terceiro trimestre foi o primeiro do ano a registrar alta no consumo de energia

O consumo de energia elétrica avançou quase 2% no Brasil no terceiro trimestre em relação aos mesmos meses do ano passado, de acordo com informações dos boletins InfoMercado, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os dados de julho a setembro, agora consolidados, mostram que o período foi o primeiro de 2020 a registrar crescimento do resultado na comparação anual. Para o ano, o cenário ainda é de queda, mas menos intensa, de 2,9%.

A retomada ocorreu em quase todos os ramos de atividade que negociam seu fornecimento no mercado livre, com exceção dos segmentos de veículos (-8,7%), transportes (-7,9%) e extração de minerais metálicos (-0,7%). Destaque para os aumentos apresentados pelos setores de saneamento (32%), comércio (19,9%) e bebidas (14,8%). Os valores consideram a migração de consumidores do mercado regulado.

Acompanhando a alta nos volumes consumidos de energia, a geração também cresceu cerca de 2% no terceiro trimestre frente a 2019. As usinas hidrelétricas produziram 14,7% a mais no período do que no ano passado. As eólicas e solares fotovoltaicas também apresentaram elevação, de 10% e 26,4%, respectivamente. Apenas as termelétricas registraram redução entre julho e agosto, de 36,2%.

Variação no Consumo de Energia Elétrica por Ramo de Atividade | 3T20 vs. 3T19





## **Aneel propõe PLD horário máximo de R\$ 1.197,87/MWh para 2021 – Por Rodrigo Polito**

---

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) propôs os valores de R\$ 583,88/MWh e R\$ 1.197,87/MWh para os limites máximos dos preços de liquidação das diferenças estrutural (PLDmax\_estrutural) e horário (PLDmax\_horário) respectivamente, para 2021. A autarquia também sugere o PLD mínimo (PLDmin) de R\$ 49,77/MWh para o próximo ano.

Os valores estão incluídos em nota técnica elaborada pela superintendência de gestão tarifária da agência elétrica. O documento também apresenta a fórmula utilizada para a definição dos valores.

A expectativa é que os valores sejam aprovados na última reunião ordinária da diretoria da Aneel no ano, prevista para a próxima terça-feira, 15 de dezembro. Caso isso não ocorra, será necessária uma reunião extraordinária para definir o assunto ainda este ano.

O PLD horário entrará em vigor em 1º de janeiro de 2021. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passará a definir o valor do PLD para as 24 horas do dia seguinte. A contabilização e liquidação das operações no mercado de curto prazo, porém, continuarão ocorrendo mensalmente.

A definição de dois valores máximos para o PLD – o PLDmax\_estrutural e o PLDmax\_horário – tem o objetivo de dar um sinal mais adequado do custo de geração em momentos de picos de demanda e de preservar o mercado.



## **ANEEL aprova regulamentação para repactuação do risco hidrológico**

*A decisão cumpre o disposto no artigo 2º da Lei nº 14.052/2020, o qual determinou que a Agência regulamentasse os procedimentos para a repactuação.*

A Diretoria Colegiada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou nesta terça-feira (01/12) o texto da resolução normativa que regulamenta novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A decisão cumpre o disposto no artigo 2º da Lei nº 14.052/2020, o qual determinou que a Agência regulamentasse os procedimentos para a repactuação.

A solução para questão do GSF foi uma conquista histórica obtida este ano pelo setor elétrico, após ampla articulação que envolveu a ANEEL, o ministério de Minas e Energia, o Congresso Nacional e os agentes do setor.

A ANEEL entrega a regulamentação à sociedade pouco mais de três meses após o Senado ter aprovado a questão, sendo que nesse período a proposta passou por amplo processo de consulta pública, honrando a tradição de transparência e diálogo da Agência. “A expectativa com a publicação da resolução normativa é que haja o resgate da segurança jurídica do mercado de energia elétrica, resolvendo os débitos em aberto na CCEE, e devolvendo a normalidade e a liquidez ao Mercado de Curto Prazo”, ressaltou a diretora relatora da matéria, Elisa Bastos. “Destaco que a regulamentação do novo texto legal e sua efetiva aplicação buscam devolver a normalidade da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo. O destravamento das operações, hoje afetadas por diversas decisões judiciais, tende a reestabelecer a segurança jurídica do mercado de energia elétrica e contribuir para a resolução de vultosos débitos em aberto na CCEE.”

A resolução estabelece a metodologia de cálculo das compensações a serem pagas aos geradores hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) nos termos da Lei nº 14.052/2020.

O pagamento se refere a dois pontos, considerando efeitos retroativos desde 2012: ao deslocamento hidrelétrico por geração fora da ordem de mérito e importação sem garantia física; e aos impactos causados pelas usinas estruturantes decorrentes da antecipação da



garantia física e de restrições de transmissão associadas à entrada em operação das instalações destinadas ao escoamento. A normatização da Agência considerou a geração potencial de energia elétrica dos empreendimentos estruturantes, caso não houvesse restrição ao escoamento da energia, e o preço da energia no mercado de curto prazo no momento da restrição.

“Diante dessa decisão, vamos voltar o olhar agora para os avanços estruturais da Modernização do Setor Elétrico, que está sendo discutida no Congresso no âmbito do PLS 232/2016 e do PL 1917/2015, passando pela abertura do mercado para ampliar liberdade de escolha aos consumidores de energia elétrica, empoderamento dos consumidores e expansão da matriz energética por meio de energias renováveis”, ressaltou o diretor-geral André Pepitone. “A decisão permite a normalidade das liquidações do Mercado de Curto Prazo, recupera a eficiência do mercado, reduz a percepção de risco do setor elétrico para os investidores, atrai investimentos, traz segurança para o setor. A solução para o GSF contribui para a retomada do crescimento econômico no contexto desafiador causado pelos efeitos da pandemia, gerando renda, emprego e desenvolvimento socioeconômico para o País. Trata-se de uma vitória do setor elétrico e não apenas dos agentes envolvidos.”

A resolução aprovada nesta terça-feira será publicada nos próximos dias no Diário Oficial da União. A partir de então, os procedimentos para a repactuação terão os seguintes prazos:

Responsável pelo procedimento	Procedimento	Prazo
Operador Nacional do Sistema (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Fornecer à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) os dados de entrada necessários ao processamento dos valores de compensação.	10 dias
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Encaminhar para a ANEEL os resultados do cálculo do montante financeiro da compensação, juntamente com os dados necessários para a reprodutibilidade dos cálculos.	90 dias
ANEEL	Publicar em até 30 dias, após o recebimento dos resultados do cálculo da CCEE, uma resolução homologatória informando o prazo da extensão da outorga de cada usina do MRE, bem como os valores financeiros apurados referentes ao artigo 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015.	30 dias
Agentes de geração	Solicitar a compensação a partir da publicação da resolução homologatória – que ocorrerá por meio de extensão do período de outorga da concessão e estará condicionada à assinatura do termo de aceitação, ao de desistência das ações judiciais e à renúncia de qualquer alegação de direito relativa à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionados ao MRE.	60 dias



A elaboração da norma teve ampla participação da sociedade, por meio de 151 contribuições à Consulta Pública nº 56/2020, de 23/09 a 23/10/2020, e oito sustentações orais na 45ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Agência, além de uma série de reuniões institucionais realizadas pelas áreas técnicas e pelo gabinete da relatora da matéria, a diretora Elisa Bastos. Segundo a diretora, pleitos relevantes dos agentes de geração participantes do MRE foram incorporados à proposta de regulamentação durante o processo de diálogo, como a aplicação da taxa de desconto no cálculo das extensões; a consideração dos impactos decorrentes da caducidade das concessões da Abengoa e da Isolux no escoamento da geração da UHE Belo Monte; e o reconhecimento do direito das usinas em regime de cotas, enquadradas na Lei nº 12.783, de 2013, às compensações calculadas nos termos da Lei nº 14.052, de 2020.

## **PL do Gás aprovado na Câmara**

---

*A matéria segue agora para a análise do Senado Federal*

No início do mês de setembro, o plenário da Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei – PL nº 6.407/2013, que dispõe sobre o Novo Mercado de Gás Natural no Brasil e traz mudanças estruturais na cadeia de valor desse segmento. O substitutivo apresentado pelo Deputado Relator Laércio Oliveira (PP-SE) seguiu o texto que foi aprovado na Comissão de Minas e Energia – CME em outubro de 2019 e foram rejeitadas todas as emendas e destaques oferecidos ao projeto.

Esse projeto cria uma nova lógica de mercado, simplificando processos e consolidando bases para uma melhor utilização das infraestruturas existentes na busca por uma maior segurança jurídica e, por consequência, atraindo mais investimentos, que é considerado um aspecto relevante para a retomada do crescimento econômico. A mudança proposta para o regime de exploração de gasodutos, ao invés do modelo atual de concessão por leilões, torna o processo mais simples e evita a verticalização por empresas que atuam em todas as etapas da cadeia, formando sociedades para transporte, produção e comercialização.

O texto seguiu para apreciação no Senado Federal e ainda aguarda a definição de um relator para a tramitação. Com a mudança de casa, o projeto de lei ganhou nova numeração – PL nº 4476/2020.



## **Aneel ajusta norma para aplicação do preço horário**

---

*Principais adequações estão relacionadas ao horário limite de publicação do PLD e do CMO*

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou alterações na Resolução Normativa 843, de 2019, para adequar a norma à aplicação do preço horário a partir de janeiro de 2021. Os principais ajustes estão relacionados ao horário limite de publicação do Preço e Liquidação das Diferenças e do Custo Marginal de Operação, assim como às regras de contingência relativas a esses horários limite.

A resolução 843 trata dos critérios para a elaboração do Programa Mensal da Operação e a formação do PLD, utilizando modelos computacionais de médio (Newave) e de curto prazo (Decomp) no cálculo do CMO e do preço em base semanal e por patamar de carga. As adequações promovidas pela Aneel ajustam pontos específicos aos novos critérios para definição do custo marginal em base semi-horária e do preço em base horária.

O CMO já é definido dessa forma desde janeiro de 2020, quando o Operador Nacional do Sistema passou a usar o modelo de despacho de curtíssimo prazo (Dessem) na programação diária de operação. A partir de janeiro de 2021, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica começará a aplicar o preço horário definido a partir desse modelo na contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo.

## **Aneel libera repasse da CDE para custear tarifa do Amapá durante apagão – Por Camila Maia**

---

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou hoje, em reunião extraordinária, o repasse de R\$ 51,3 milhões pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) à CEA, distribuidora do Amapá, a fim de custear a isenção dos consumidores de energia do estado abrangidos pelo estado de calamidade pública.

A decisão cumpriu a previsão da Medida Provisória (MP) 1.010, voltada para isentar esses consumidores do pagamento da conta de energia elétrica dos últimos 30 dias.



A MP 1.011 abriu crédito extraordinário de até R\$ 80 milhões em favor do Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de viabilizar a transferência da CDE à CEA e garantir o custeio da operação.

## **Elétricas vão usar inteligência artificial para aumentar produtividade**

*Objetivo do projeto é facilitar e aprimorar a análise de dados de ocorrências e intervenções no sistema elétrico, transcrevendo comunicação de áudio realizada pelas equipes de operação*

As elétricas Engie Brasil e CPFL Energia se uniram para colocar em prática uma solução inovadora com potencial de aumentar a eficiência dos processos que dependem de comandos de voz na operação de redes elétricas, com potencial de aplicação para distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia.

Desenvolvida em conjunto com a Radix – especializada em tecnologia e engenharia, o projeto consiste em utilizar inteligência artificial para reconhecer comunicação de áudio realizada pelas equipes de operação, transcrevendo as informações em linguagem natural e fazer a correlação inteligente desses dados com os eventos da rede.

O sistema baseia-se em dados estruturados e não estruturados, contando com a utilização de técnicas de Data Science em aplicações de pós-operação e tempo real. O projeto conta com recursos do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com previsão de entrega para abril de 2022. A Radix executa projetos de P&D desde 2017.

O objetivo do projeto é facilitar e aprimorar a análise de dados de ocorrências e intervenções no sistema elétrico, com ganhos de produtividade e melhoria dos processos, por meio da transcrição das informações compartilhadas por canais de voz entre os centros de operação e as equipes de campo e vinculação aos registros de sistemas supervisórios.



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



Prezado Cliente!

Informamos que a partir do dia 22 de dezembro de 2020 estaremos de férias, retornando nossas atividades em 04 de janeiro de 2021.

Manteremos uma equipe de plantão para atender em caráter emergencial, preferencialmente através do telefone celular (47) 99752-0300, ou fixo (47) 3380-0771.

Aproveitamos o ensejo para desejar aos nossos clientes um FELIZ NATAL e um PRÓSPERO ANO NOVO, com muita SAÚDE, PAZ e REALIZAÇÕES.



## Enermerco