

DEZEMBRO 2022

As informações mais importantes do
setor elétrico reunidas em um só lugar



PRODUZIDO POR
mercurio 
TRADING

SUMÁRIO

1. Destaques do Sistema Interligado Nacional (SIN)

MLT, Energia Armazenada, ENA, demanda e preços.

2. Destaques da operação eletroenergética

Geração térmica, hidráulica, eólica e solar.

3. Curva de Preços Futuros

Curva de preços futuros de energia.

4. Destaques no tempo e clima

Destaques da chuva realizada e as previsões para o mês atual e trimestre.

5. Gás Natural

Destaques sobre upstream, midstream, downstream, oferta, demanda e preços.

6. Leilões de energia

Leilões realizados e seus resultados. Próximos leilões.

7. Principais atualizações regulatórias

Consultas públicas, audiências, tomadas de subsídio, portarias, resoluções normativas, despachos, decretos e propostas legislativas.

8. Notícias

Principais acontecimentos do setor de energia.

9. Curiosidades

Informações e tendências do setor.

10. Glossário

ENA

O mês de novembro foi o **31º pior do histórico** desde 1931 (90% MLT do SIN)

Energia Armazenada

% do volume útil

Sudeste: 46,6%

Sul: 78,0%

Nordeste: 58,5%

Norte: 53,6%

SIN (Brasil) 51,2%

100%

da MLT em dezembro

Espera-se que as afluências do SIN fechem o mês de dezembro em torno de 100% da MLT

PLD

Preço médio em novembro foi de 55,70 R\$/MWh em todos os submercados

1. DESTAQUES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN

O PMO de dezembro destaca as políticas de preservação dos armazenamentos no Sudeste/Centro-Oeste e manutenção da exploração dos recursos energéticos do Norte e Nordeste através do uso dos intercâmbios para o Sudeste/Centro-Oeste.

Foi aprovada a metodologia de construção da Curva de Representação de Condicionantes hidráulicos (CRCH) para a bacia do São Francisco. Também foram apresentadas as quatro faixas de operação para os reservatórios de Jurumirim, Chavantes e Capivara. Por fim, foi apresentada a nova representação das diretrizes operativas para as bacias dos rios São Francisco, Tocantins e Paranapanema nos modelos DESSEM, DECOMP e NEWAVE.

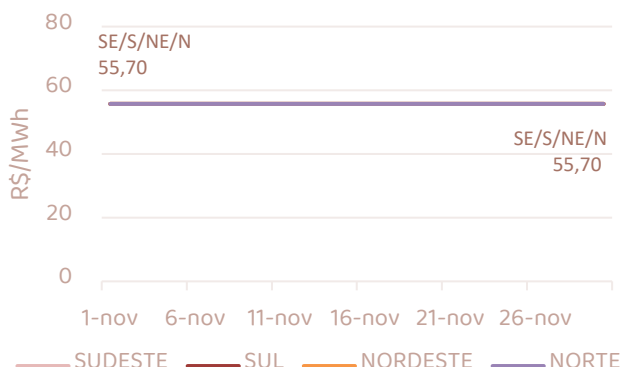
A **energia armazenada** na bacia do subsistema Sudeste está em 46,6% do volume útil, 78% no Sul, 58,5% no Nordeste e 53,6% no Norte. O SIN de forma agregada tem 51,2% da sua capacidade (dados do dia 05/11/2022).

A **ENA** atual dos subsistemas Sudeste (57%), Sul (106%), Nordeste (84%) e Norte (92%) representa 70% da MLT em termos de SIN (dados do dia 05/12/2022).

Para o SIN como um todo, o mês de **novembro foi o 31º pior do histórico** (90% MLT) desde 1931 (estimado na REVO do PMO de novembro). Espera-se que as afluições do SIN fechem o mês de dezembro em torno de 100% da MLT.

PLD MÉDIO DIÁRIO (R\$/MWh)

O PLD médio diário de novembro iniciou o mês no patamar de 55,70 R\$/MWh em todos os submercados. Ao longo do mês de novembro o PLD médio diário apresentou comportamento de estabilidade, se mantendo no valor piso de 55,70 R\$/MWh.



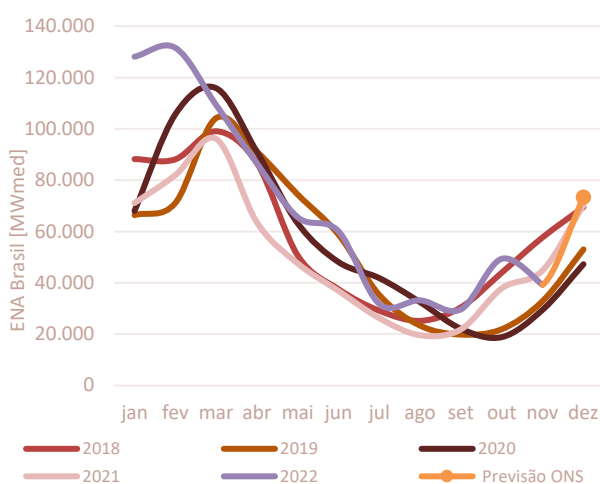
CUSTO MARGINAL DA OPERAÇÃO (R\$/MWh)

SEMANA	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
22/10 a 29/10	0,07	0,07	0,07	0,07
03/12 a 09/12	0,03	0,03	0,03	0,03

O CMO médio semanal (RV1 de dezembro) está equalizado em todos os submercados. Em relação à RVO de dezembro, houve a redução de 0,04 R\$/MWh no CMO para todos os submercados.

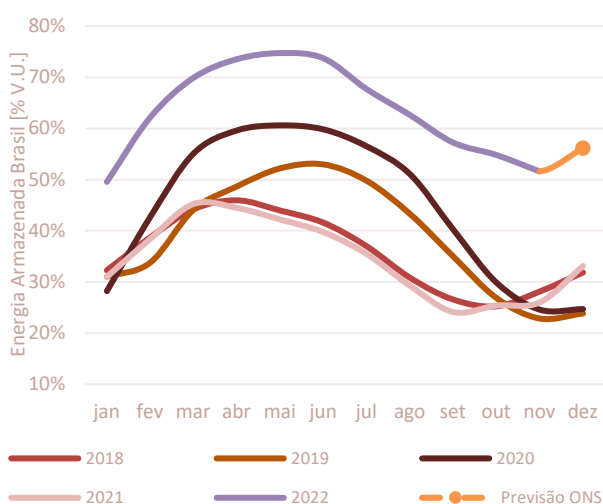
ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

Em novembro, a ENA do SIN apresentou valores em torno de 39.215 MW médios, com uma projeção para dezembro de 73.408 MW médios, próximo à média histórica (100% MLT).

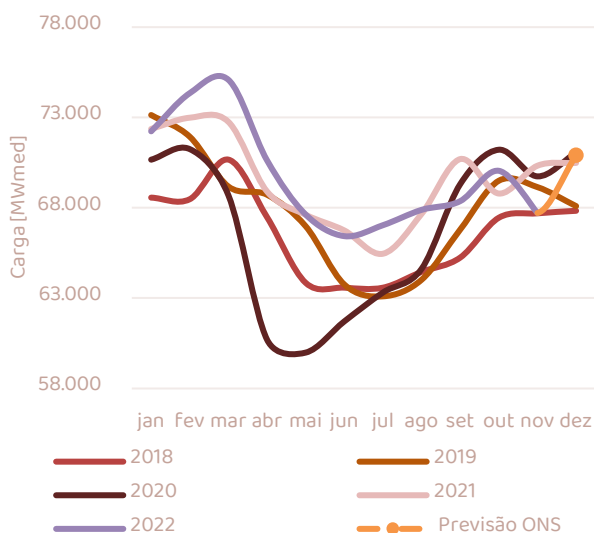


ENERGIA ARMAZENADA - EArm

O armazenamento do SIN projetado pelo ONS ficou em 56% da capacidade para o final do mês de dezembro, o maior valor de armazenamento dos últimos 5 anos.



CARGA

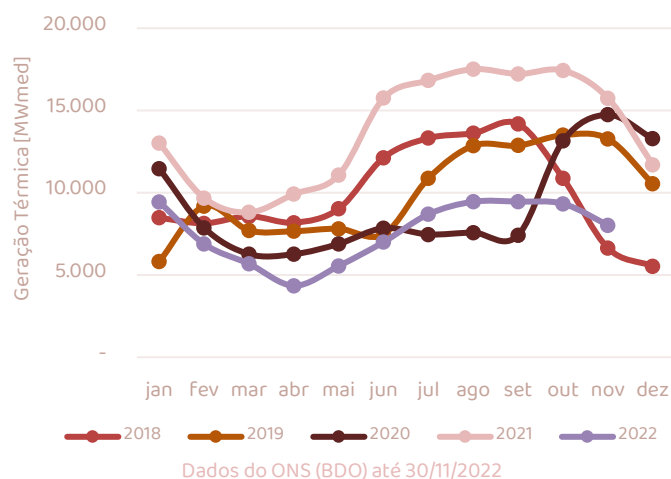


A Carga do SIN em novembro fechou em 67.717 MW médios, com projeção de 70.899 MW médios para o mês de dezembro.

A previsão da carga de dezembro apresenta queda de 2.116 MW médios em relação à carga do mesmo mês em 2021, um decréscimo de 0,6%.

2. DESTAQUES DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

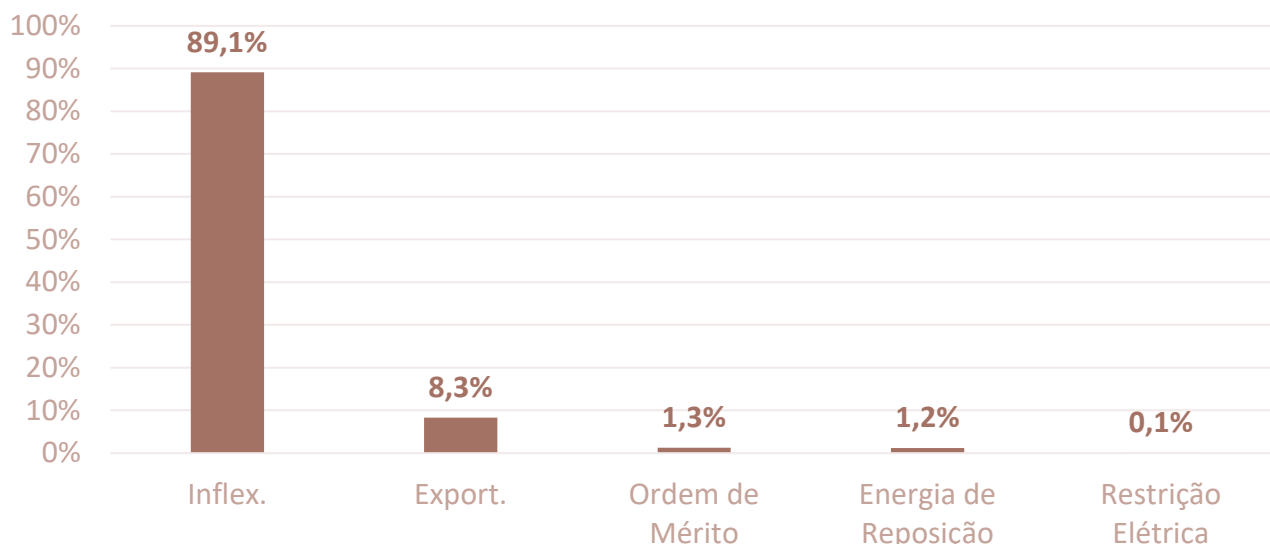
GERAÇÃO TÉRMICA



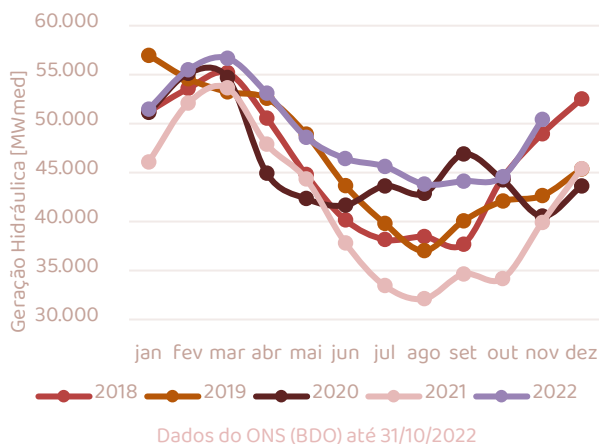
Mês de novembro apresentou o **menor** valor de geração térmica média desde 2019, totalizando 8.009 MW médios.

GERAÇÃO TÉRMICA POR TIPO DE DESPACHO

No mês de novembro, predominou a geração por Inflexibilidade (89,1%), seguido por despacho por Exportação (8,3%), Ordem de Mérito (1,3%), Energia de Reposição (1,2%) e Restrição Elétrica (0,1%).

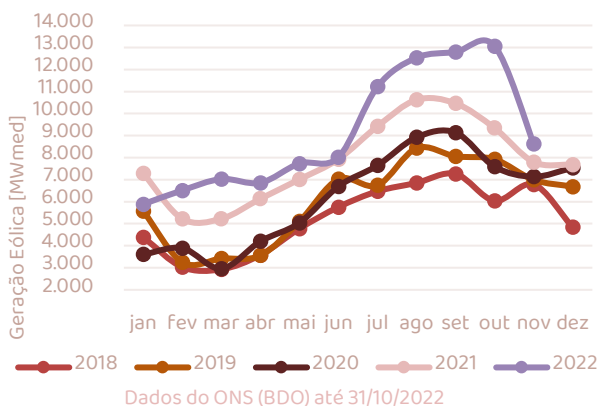


GERAÇÃO HIDRÁULICA



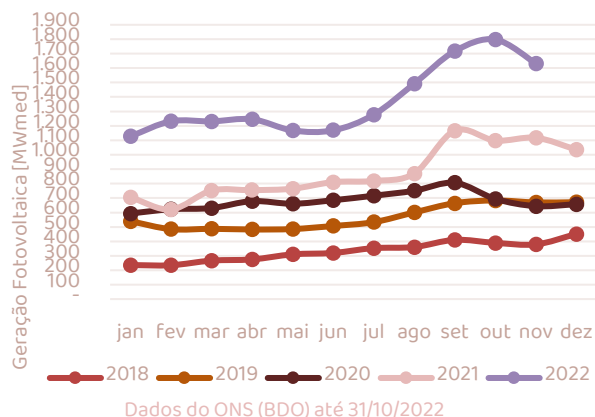
Mês de novembro com o **maior** valor de geração hidráulica dos últimos cinco anos, totalizando 50.412 MW médios.

GERAÇÃO EÓLICA



Mês de novembro com a **maior** geração eólica dos últimos cinco anos, totalizando 8.626 MW médios.

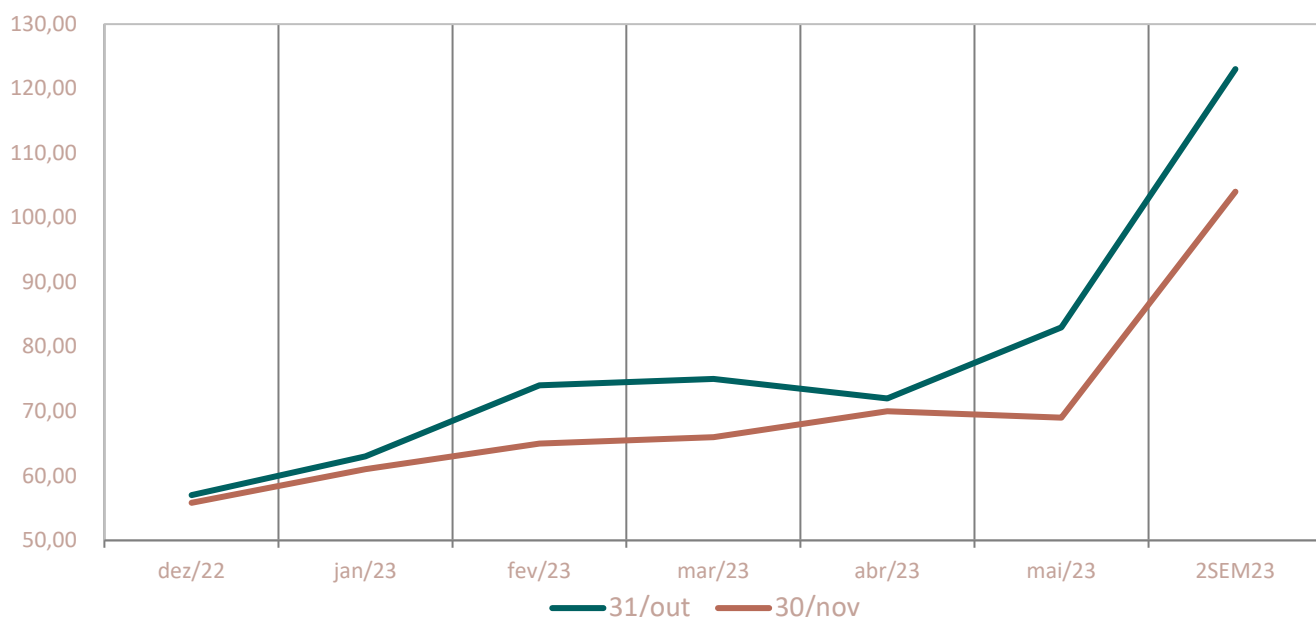
GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA



Mês de novembro com o **maior** valor de geração solar dos últimos cinco anos, totalizando 1.631 MW médios.

3. CURVA DE PREÇOS FUTUROS

SE/CO - Convencional - Preço fixo
(Valores em R\$/MWh)

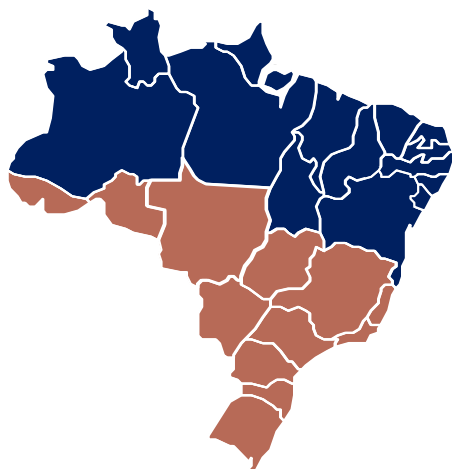


Data base	31/out	30/nov	%Var
dez/22	57	56	-2,11
jan/23	63	61	-3,17
fev/23	74	65	-12,16
mar/23	75	66	-12,00
abr/23	72	70	-2,78
mai/23	83	69	-16,87
2SEM23	123	104	-15,45

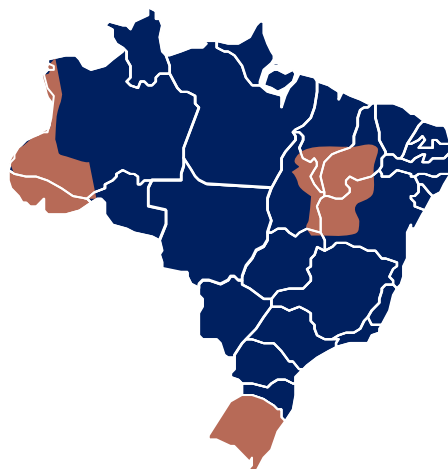
Os preços futuros de energia negociados no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) em novembro apresentaram variação negativa em relação a outubro.

4. DESTAQUES NO TEMPO E CLIMA

Realizado em Novembro



Previsão para Dezembro



chuvas **acima**
da média



chuvas **na**
média



chuvas **abaixo**
da média

Destques dos meses novembro e dezembro

- **Novembro:** A chuva realizada foi abaixo da média na faixa centro-sul do país, atingindo parte do Centro-Oeste e Sudeste, Acre e região Sul. Nas demais regiões ocorreram predominantemente chuvas acima da média.
- **Dezembro:** A previsão indica início do período úmido, com chuvas acima da média em praticamente todo o país, abaixo da média e na média em partes do Nordeste, Centro-Oeste, Acre e extremo sul.

Destques do próximo trimestre

- **Dez/Jan/Fev:** a média dos modelos do NMME indicam **chuvas acima da média** em toda a porção Norte do país. A faixa central, atingindo partes do Centro-oeste, Sudeste e Sul, indicam chuvas na média. No extremo sul, a previsão indica chuvas **abaixo da média**.

5. GÁS NATURAL – EDIÇÃO ESPECIAL

Upstream¹

Ref. Julho/2022



135,6 milhões m³/dia

equivalentes à produção nacional bruta de gás natural, associado e não associado, onshore e offshore

YoY: Δ - 2,6%

MoM: Δ + 2,0%

Malha Interligada¹

Ref. Julho/2022



57,9 milhões m³/dia

de gás natural nacional disponibilizados na malha de gasodutos

YoY: Δ - 37,3%

MoM: Δ - 4,0%

Demanda Total²

Ref. Junho/2022



67 milhões m³/dia

de gás natural demandados por atividades econômicas e consumidores residenciais

YoY: Δ - 31,4%

MoM: Δ + 10,8%

Geração Elétrica¹

Ref. Julho/2022



15,5 milhões m³/dia

de gás natural demandados para geração de energia elétrica

YoY: Δ - 69,5%

MoM: Δ + 5,7%

Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (2) Sobre a conta de demanda para o mês de julho de 2022, apenas foram publicados os dados de geração elétrica, tanto para o Boletim de referência como o Boletim nº 186 de 29/11/2022.

Legenda: "YoY" – Year Over Year, representa a variação interanual em um período de 12 meses; "MoM" – Month Over Month, representa a variação mensal entre o mês de referência e o mês anterior.



GÁS NATURAL: BENCHMARKS DE PREÇOS

Brent¹

Ref. Novembro/2022



92,12 US\$/bbl

preço spot médio de novembro de 2022

YoY: $\Delta + 13,7\%$

MoM: $\Delta - 1,3\%$

Henry Hub¹

Ref. Novembro/2022



5,37 US\$/MMBtu

preço spot médio de novembro de 2022

YoY: $\Delta + 6,4\%$

MoM: $\Delta - 5,1\%$

JKM²

Ref. Novembro/2022



28,34 US\$/MMBtu

preço spot médio de novembro de 2022

YoY: $\Delta + 79,0\%$

MoM: $\Delta - 14,1\%$

Notas: (1) Energy Information Administration (EIA); (2) ADVFN. Cálculo do preço spot médio considerando as informações disponíveis até a data de elaboração deste relatório, em geral, o primeiro dia útil do mês de referência.

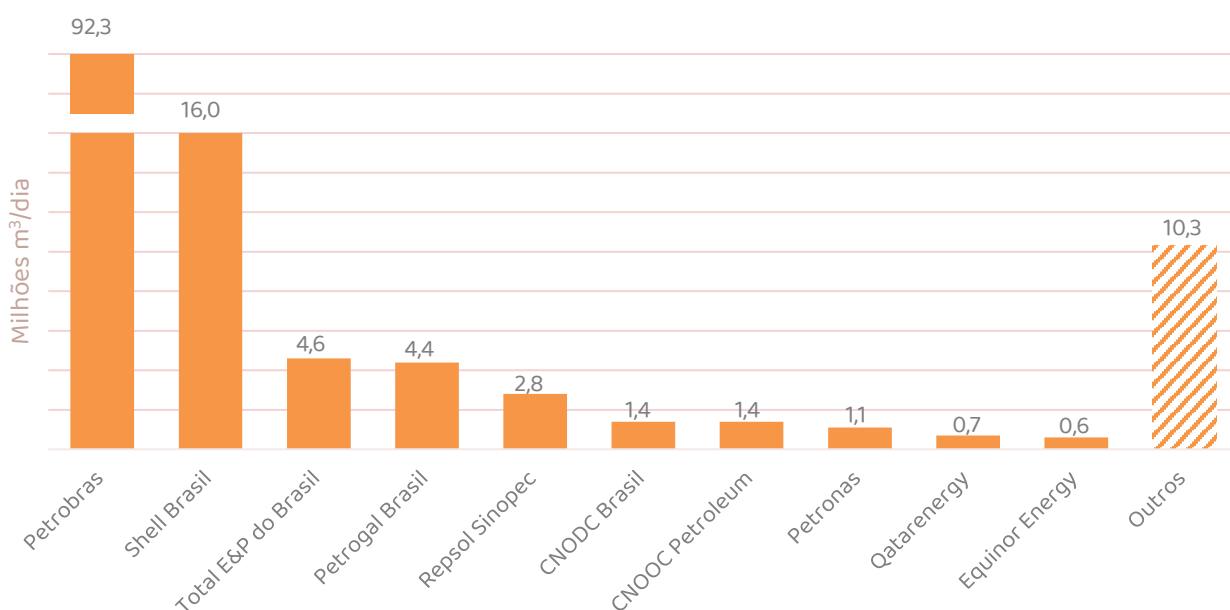
Legenda: "YoY" – Year Over Year, representa a variação interanual em um período de 12 meses; "MoM" – Month Over Month, representa a variação mensal entre o mês de referência e o mês anterior.



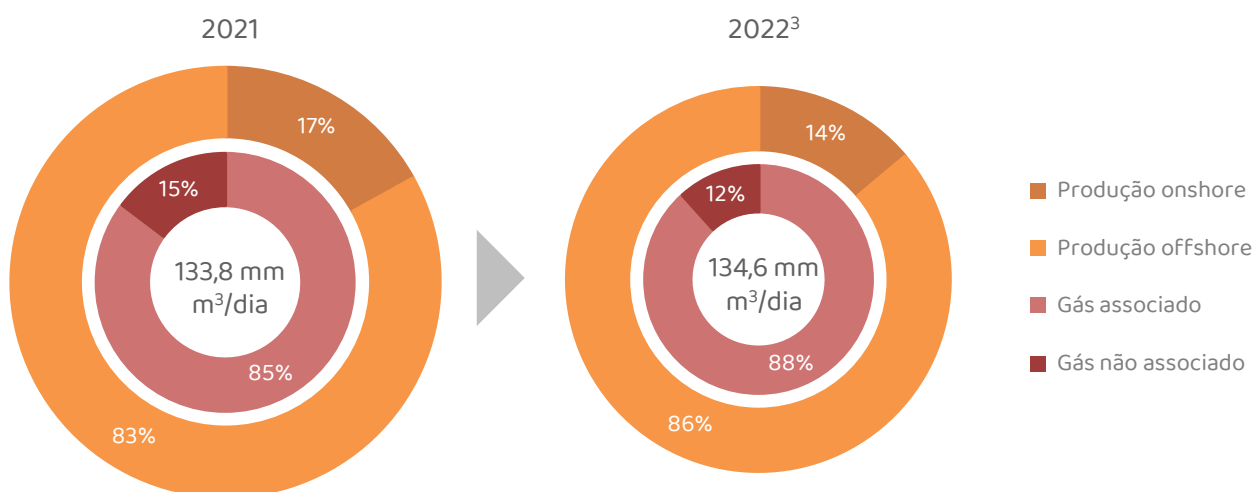
PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

De toda a produção de gás natural realizada no mês de julho, 92% ficou concentrada em 10 empresas. O valor total para esse mês foi em média 135,6 milhões de m³/dia. Em julho de 2021, a produção nacional foi em média 139,2 milhões de m³/dia.

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NACIONAL: 10 MAIORES CONCESSIONÁRIAS JULHO/2022¹



PRODUÇÃO NACIONAL POR TIPO E LOCALIZAÇÃO 2021 VS. 2022²

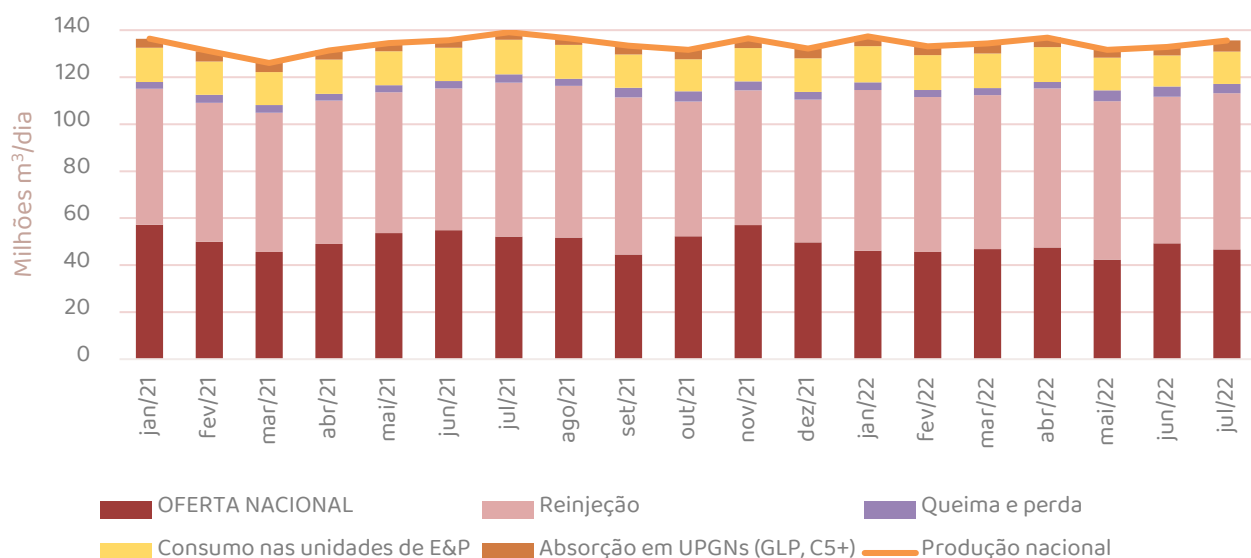


Notas: (1) Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP; (2) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (3) Produção média entre janeiro e julho de 2022.

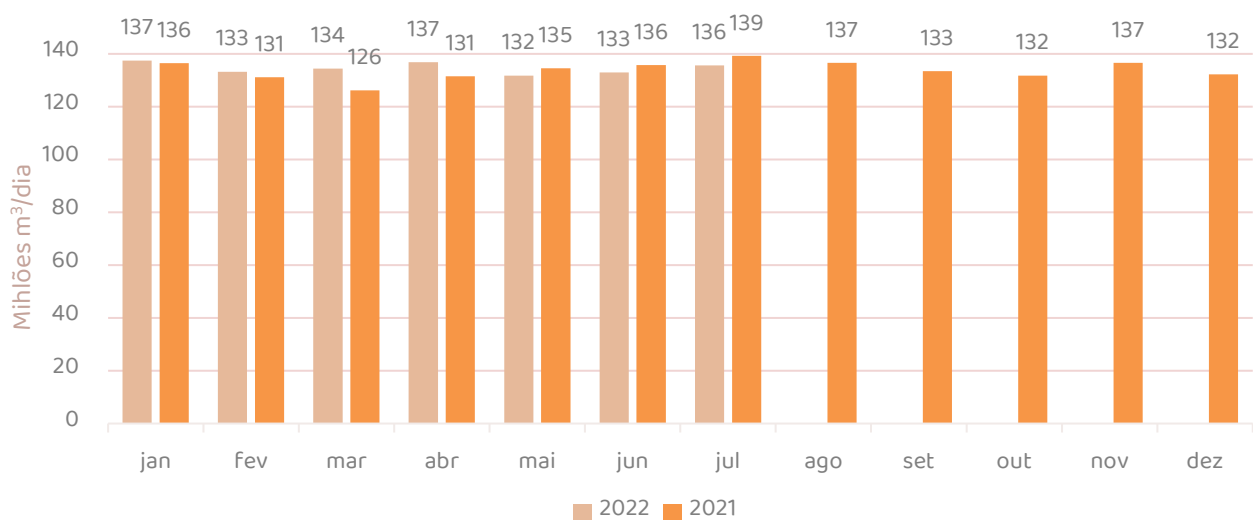
PRODUÇÃO E OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A oferta nacional é o volume final da produção nacional disponibilizado para consumo, nesse sentido, constitui-se da produção nacional descontada das atividades de reinjeção e queima de gás natural mais perdas e consumo interno no E&P. O valor total para esse mês foi, em média, 46,7 milhões de m³/dia. Em julho de 2021, a oferta nacional foi em média 52,1 milhões de m³/dia.

COMPOSIÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL 2021-2022¹



PRODUÇÃO NACIONAL (YOY)¹²



Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (2) Valor bruto da produção nacional sem descontar reinjeção, queima, perdas, consumo nas unidades de E&P e absorção em UPGNs (GLP, C5+).

SIGA NOSSOS CANAIS:



mercuriopartners.com.br/trading

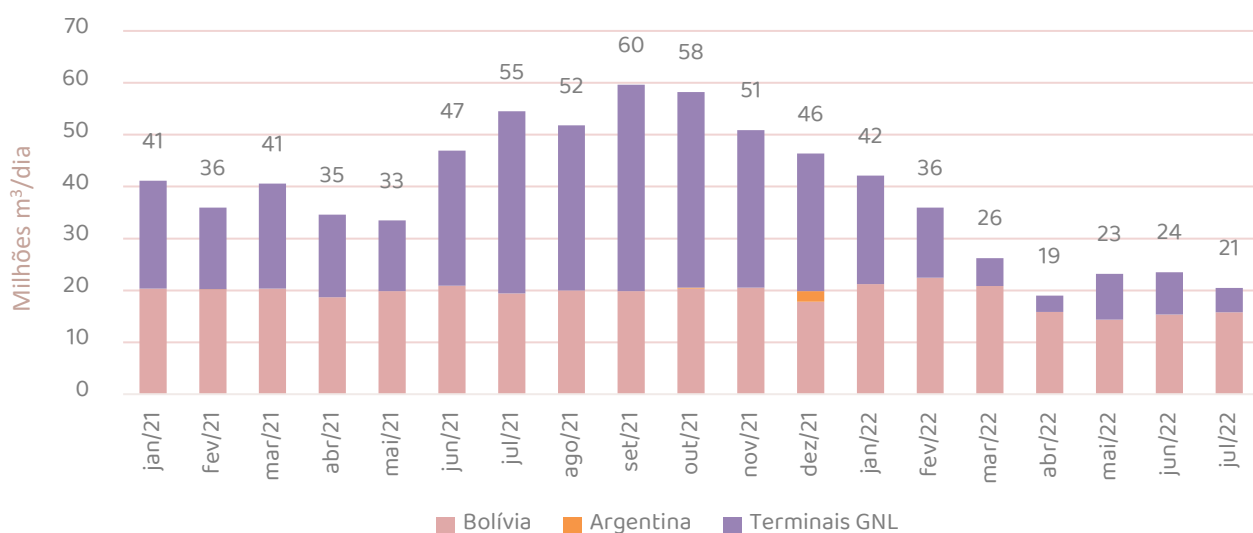


Mercurio Trading

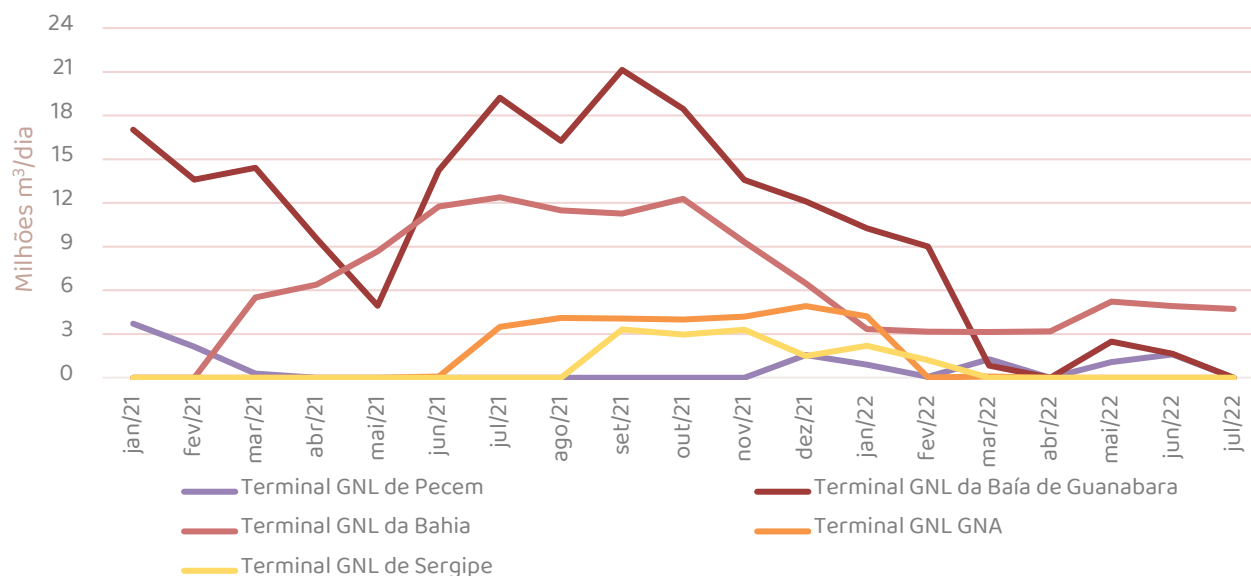
OFERTA IMPORTADA DE GÁS NATURAL

No geral, a oferta importada complementa o volume da oferta nacional necessário para atender plenamente a demanda dos agentes consumidores, também constitui-se como uma alternativa de suprimento. O valor total para esse mês foi em média 20,5 milhões de m³/dia. Em julho de 2021, a oferta importada foi em média 54,5 milhões de m³/dia.

COMPOSIÇÃO DA OFERTA IMPORTADA 2021-2022¹



OFERTA IMPORTADA NOS TERMINAIS DE GNL 2021-2022¹

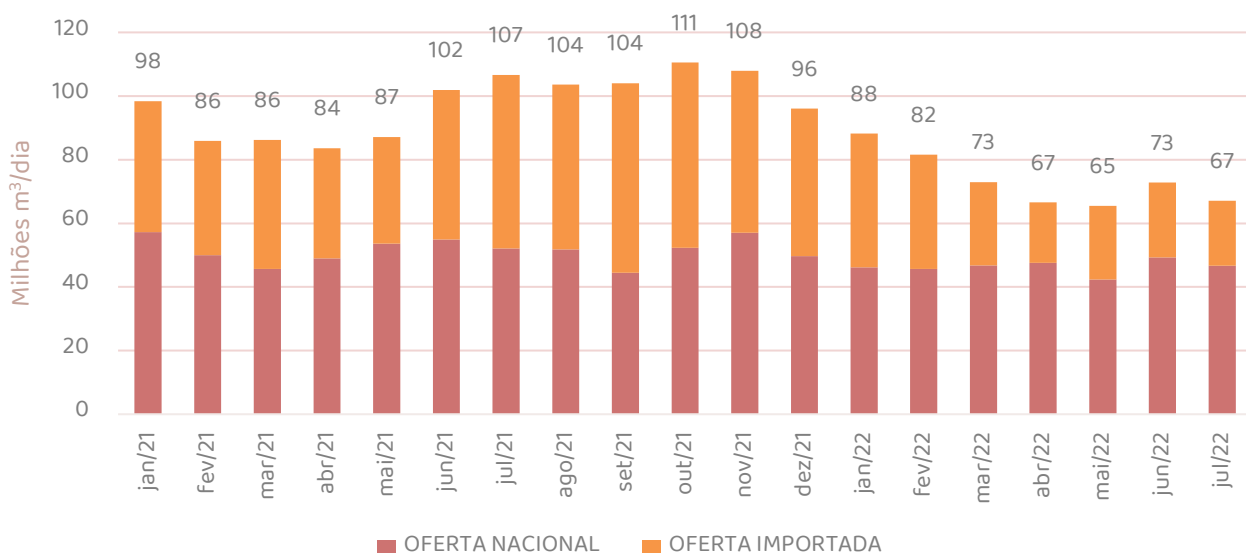


Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (2) Valor bruto da produção nacional sem descontar reinjeção, queima, perdas, consumo nas unidades de E&P e absorção em UPGNs (GLP, C5+).

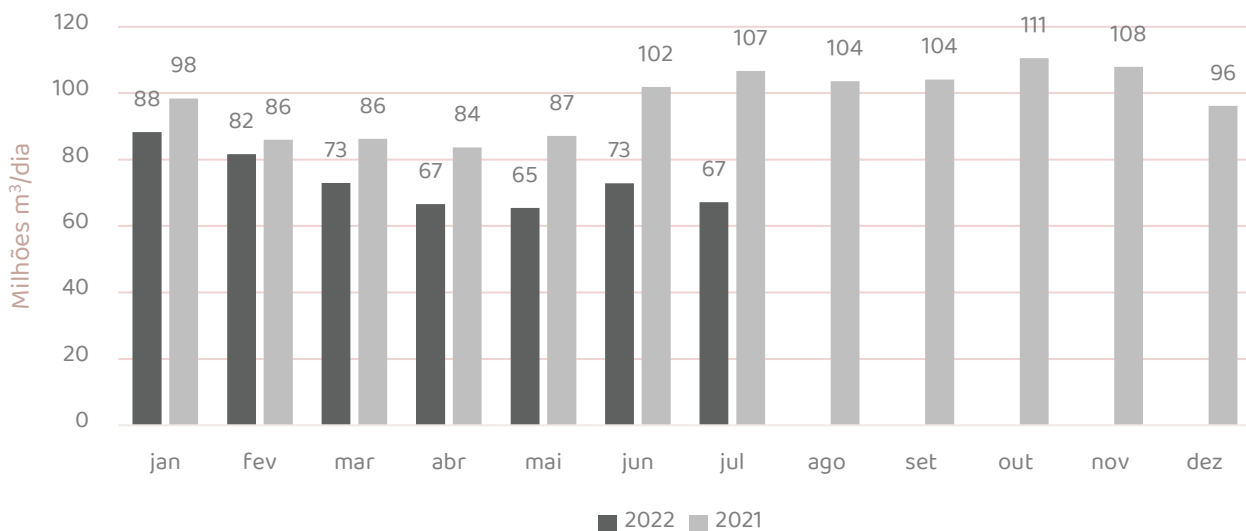
PRODUÇÃO NACIONAL E OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL

A oferta total disponibilizada para os agentes consumidores está intimamente ligada a fatores conjunturais como o nível de atividade econômica e, em termos de uso do gás natural para geração elétrica, as condições climáticas. O valor total para esse mês foi, em média, 67,1 milhões de m³/dia. Em julho de 2021, a oferta total foi em média 106,6 milhões de m³/dia.

COMPOSIÇÃO DA OFERTA TOTAL 2021-2022¹



OFERTA TOTAL (YOY)¹



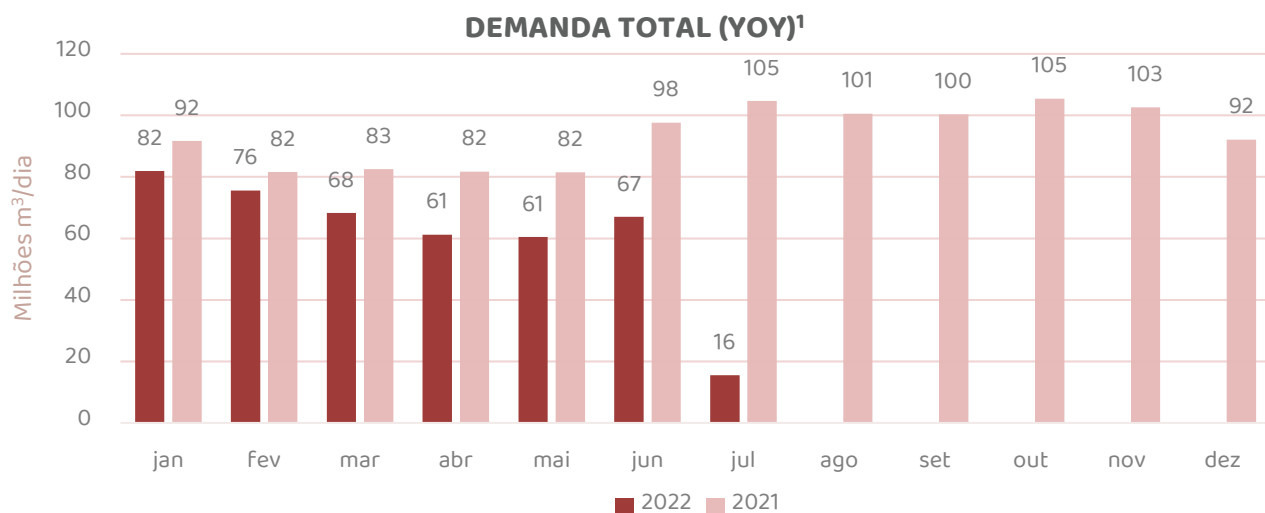
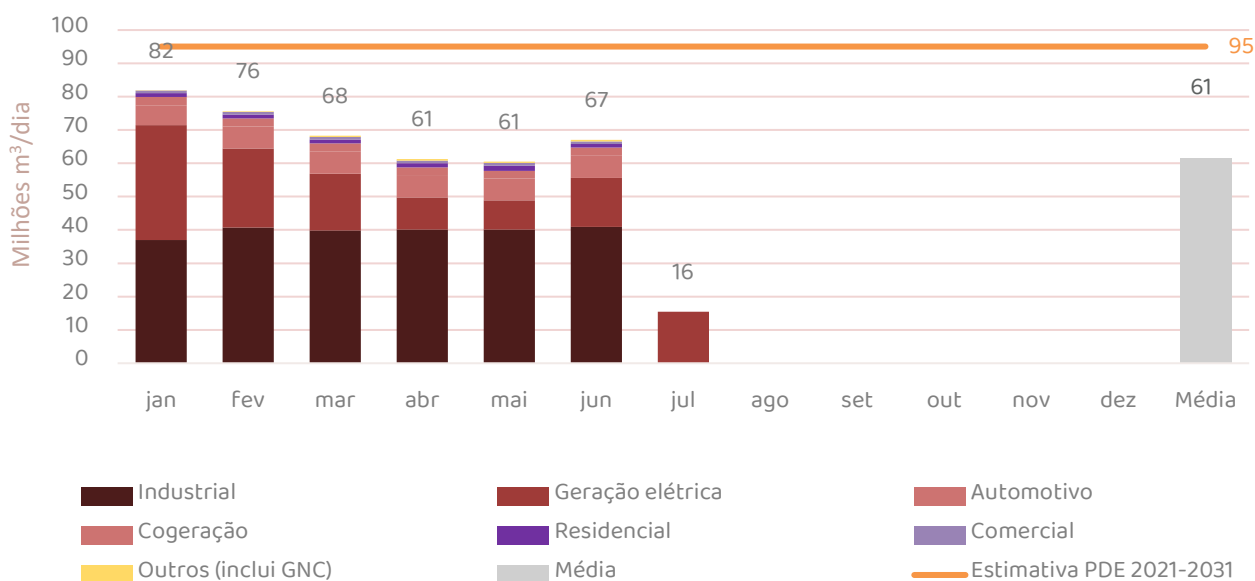
Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022.

DEMANDA NACIONAL DE GÁS NATURAL

A demanda total de gás natural apurada em julho não foi computada de maneira integral, em razão da indisponibilidade dos dados, apenas a parcela de geração elétrica está disponível¹. A demanda esperada para o ano de 2022, conforme o planejamento da EPE no PDE 2021-2031, é, em média, 95 milhões de m³/dia.

Em julho de 2022, a demanda para geração elétrica foi em média 15,5 milhões de m³/dia, enquanto em julho de 2021 foi de 50,7 milhões de m³/dia. Observa-se que a queda foi puxada pela redução do uso de gás natural para geração termelétrica.

DEMANDA TOTAL DE GÁS NATURAL 2022¹ VS. PDE 2021-2031²

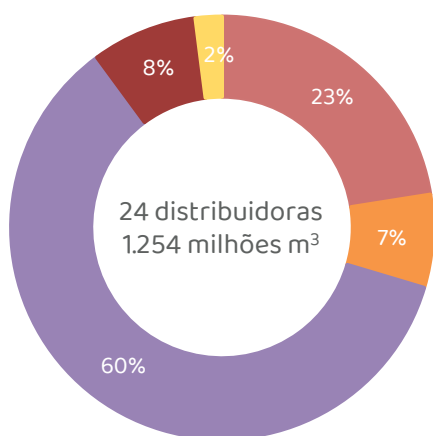
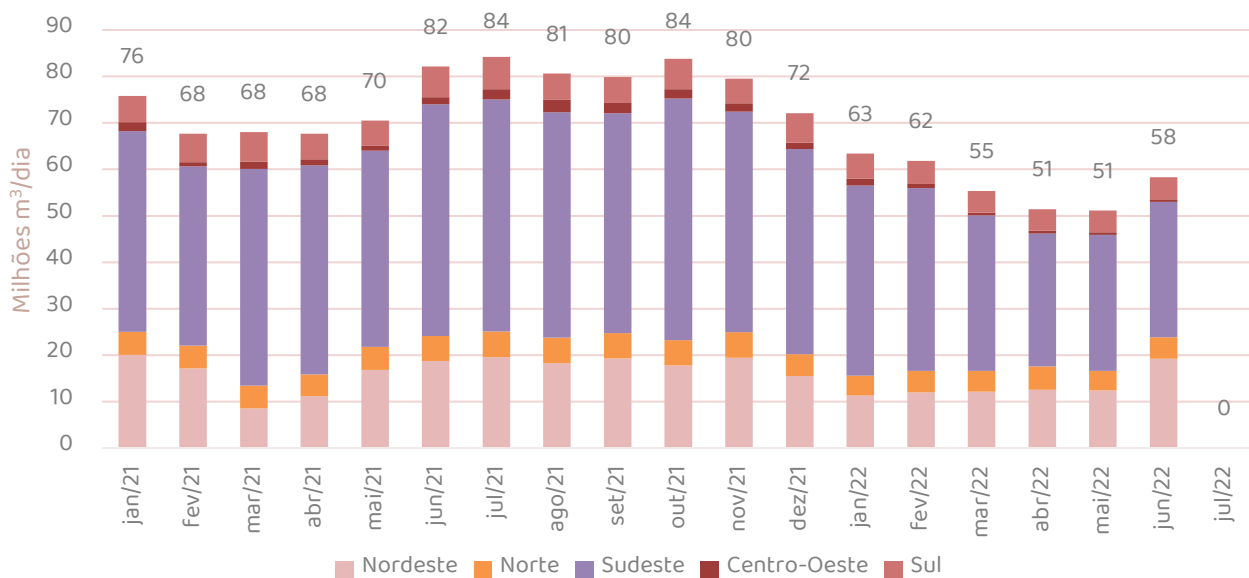


Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural n° 185 de 31/10/2022, sobre a conta de demanda para o mês de julho de 2022, apenas foram publicados os dados de geração elétrica, tanto para o Boletim de referência como o Boletim n° 186 de 29/11/2022. ; (2) Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, MME.

DISTRIBUIDORAS DE GÁS

As distribuidoras de gás representam o principal elo de fornecimento de gás natural aos agentes consumidores, elas atendem um vasto portfólio como indústrias, residências, comércio, frota e termoelétricas, que estão em sua área de concessão. O valor total para junho de 2022 foi em média 58,3 milhões de m³/dia. Em junho de 2021, a demanda das distribuidoras foi em média 82,2 milhões de m³/dia.

DEMANDA DISTRIBUIDORAS POR REGIÃO 2021-2022¹²



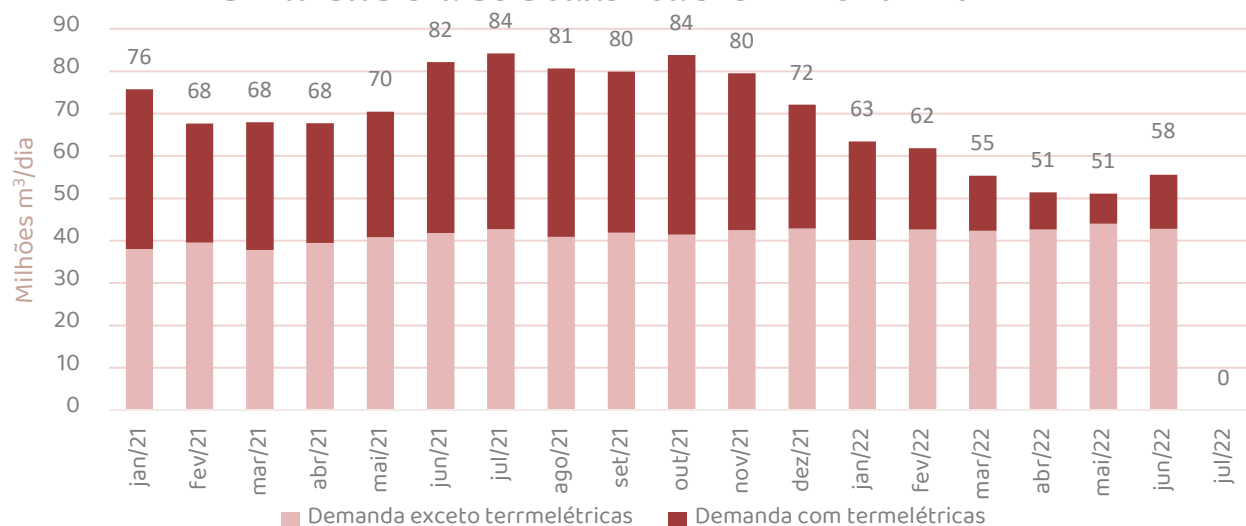
REGIÃO	Nº DISTRIBUIDORAS ²	DEMANDA GÁS (milhões m ³) ³
Nordeste	9	282,12
Norte	1	89,12
Sudeste	7	755,82
Centro-Oeste	4	25,22
Sul	3	101,24

Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022, não foram publicados os dados de demanda das distribuidoras de gás, tanto para o Boletim de referência como o Boletim nº 186 de 29/11/2022; (2) O Boletim de referência não considera as distribuidoras sem fornecimento de gás natural canalizado, sendo Rongás (RO), Gás do Pará (PA) e Gásap (AP); (3) Volume de gás acumulado de janeiro de 2021 a junho de 2022.

DISTRIBUIDORAS DE GÁS

Em geral, observa-se que o portfólio das distribuidoras abrange clientes com diferentes sensibilidades quanto ao consumo de gás natural, considerando que cada distribuidora apresenta variações regionais quanto ao seu perfil de clientes. A parcela do consumo referente às usinas termelétricas tende a ser mais sensível a mudanças no curto prazo que a parcela dos demais agentes.

DEMANDA DISTRIBUIDORAS POR SEGMENTO 2021-2022¹



RANKING DAS DISTRIBUIDORAS - 2021

Região	Distribuidora de Gás (estado)	Volume Fornecido p/ Térmicas ² (milhões m³/dia)	Participação Sobre Demanda Total da Dist.
● Sudeste	Ceg (RJ)	8,58	67%
● Sudeste	Ceg Rio (RJ)	6,75	73%
● Nordeste	Gasmar (MA)	5,53	100%
● Norte	Cigás (AM)	4,99	97%
● Sudeste	Comgas (SP)	2,68	17%
● Nordeste	Copergás (PE)	1,64	36%
● Sul	Compagás (PR)	1,21	58%
● Sudeste	Gasmig (MG)	1,18	31%
● Sudeste	Msgás (MS)	1,16	68%
● Sudeste	ES Gás (ES)	1,03	39%

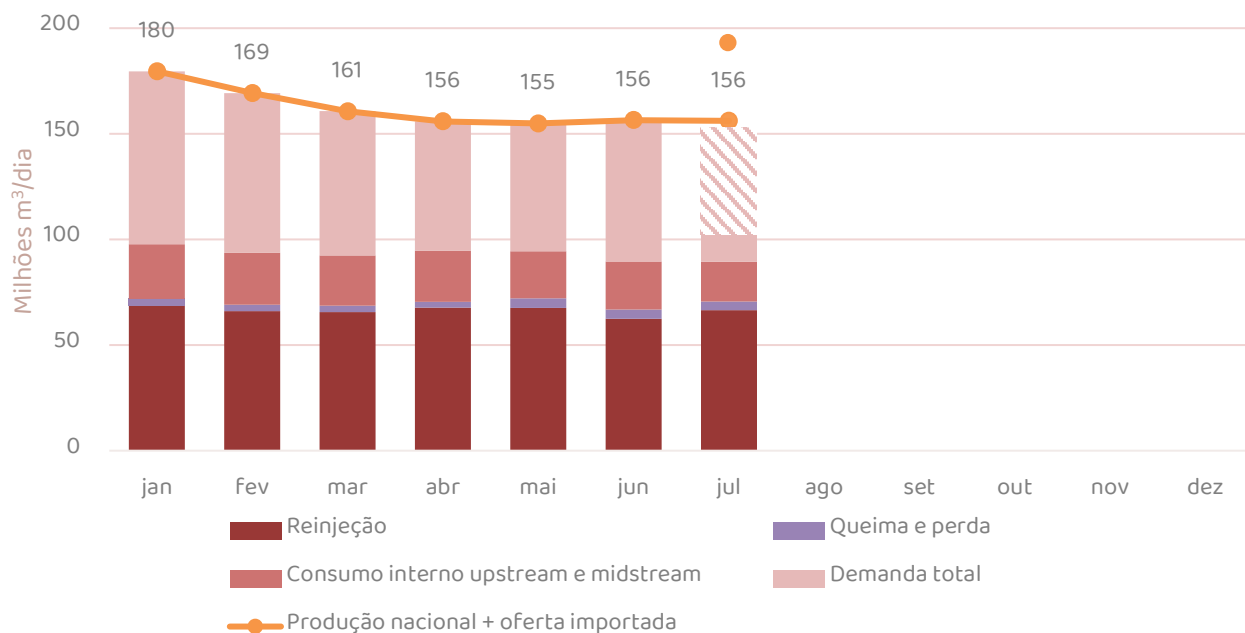
Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (2) Volume médio de 2021 destinado ao segmento termelétrico para cada distribuidora.

BALANÇO NACIONAL DE GÁS NATURAL

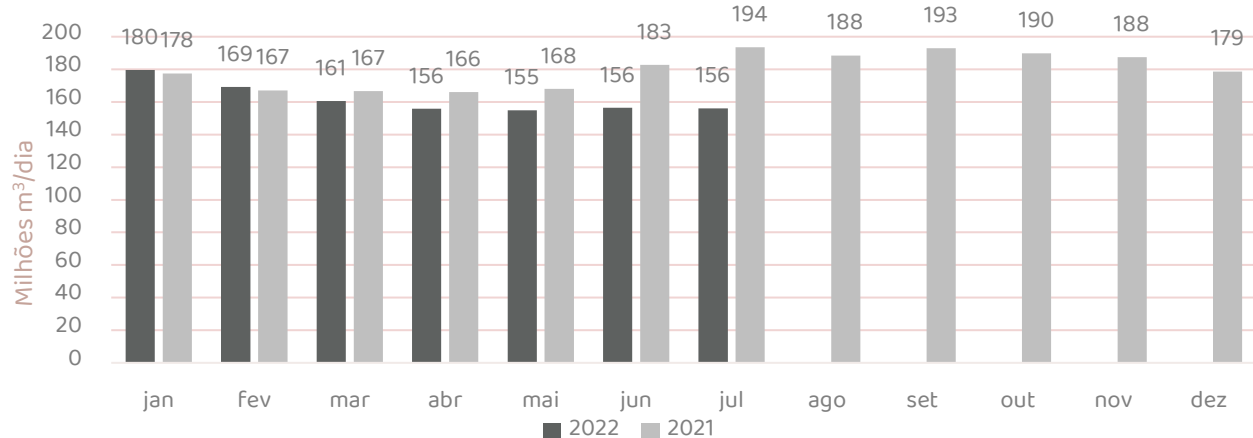
O Balanço Nacional de Gás Natural - Brasil contabiliza a oferta e a demanda de gás natural no país, englobando a Malha Integrada e as parcelas de produção e consumo dos sistemas não conectados.

A produção nacional somada à oferta importada (importação Brasil, Argentina e GNL) descontadas de reinjeção, queima, perdas e, de modo geral, consumo interno no upstream e midstream, resultam no volume de gás disponível para a demanda total.

BALANÇO DE GÁS NATURAL – BRASIL 2022¹



BALANÇO DE GÁS NATURAL – BRASIL (YOY)¹



Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022, sobre a conta de demanda para o mês de julho de 2022, apenas foram publicados os dados de geração elétrica, tanto para o Boletim de referência como o Boletim nº 186 de 29/11/2022..

SIGA NOSSOS CANAIS:



mercuriopartners.com.br/trading

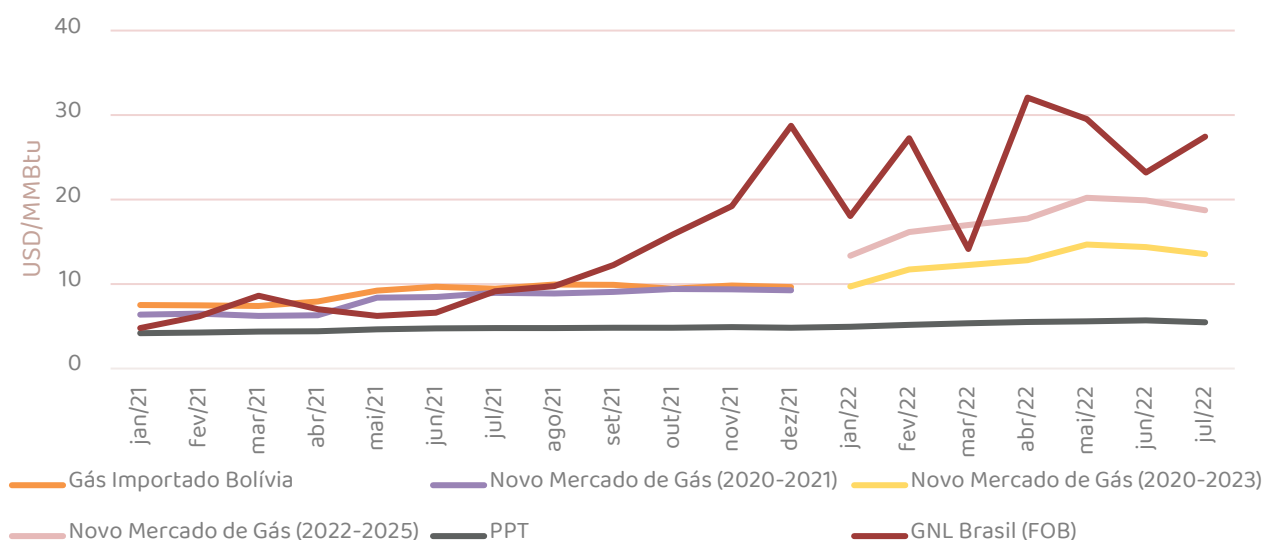


Mercurio Trading

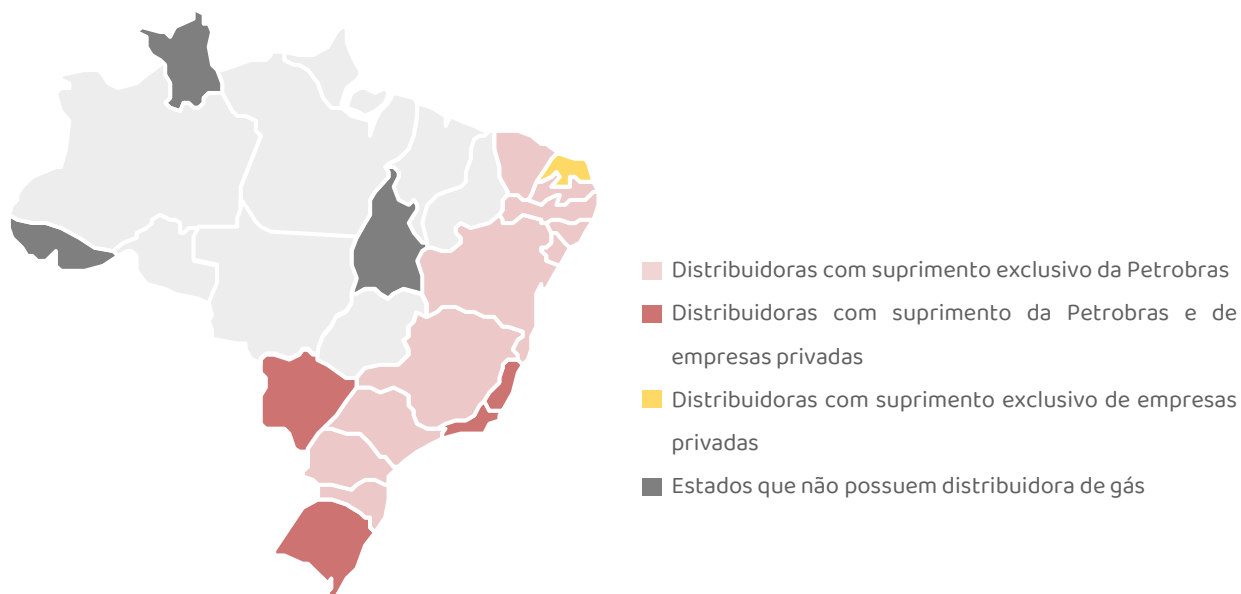
PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

Historicamente, o desenvolvimento do mercado de gás natural do Brasil está atrelado ao progresso e expansão das atividades da Petrobras em toda a cadeia, principalmente no upstream e midstream. Assim, o preço da empresa influencia os preços praticados no mercado nacional, além disso, a forte presença no E&P consolidou por anos o fornecimento de gás às distribuidoras. A abertura do mercado tende a pulverizar os players e ampliar a concorrência no setor.

PREÇO GÁS NATURAL DA PETROBRAS P/ DISTRIBUIDORAS¹² E PREÇO GNL NO BRASIL



CONTRATOS ATIVOS DA PETROBRAS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS³



Notas: (1) Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 185 de 31/10/2022; (2) Preço médio, média simples, da Petrobras para as distribuidoras isento de tributos e encargos; (3) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiásgás (GO) e Gasmar (MA).

PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

TABELA SIMPLIFICADA DOS CONTRATOS ATIVOS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS¹

Distribuidor ^a	Produtor	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ALGás	Origem	02/2022-12/2024 $PM^2 = (10,8\% * Brent) * \frac{TC^3}{FC^4}$					
Bahiagás	Equinor	01/22-01/23 PM = (4% * Brent + 8% * HH + 4,50) * $\frac{TC}{FC}$					
Bahiagás	Galp	01/2022-12/2024 PMF1 ⁵ = (115% * HH + 4,10) * $\frac{TC}{FC}$; PMF2 = (11,2% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$; PMP ⁶ = (10,0% * Brent)					
Bahiagás	Origem	01/2022-12/2026 PM = (10,55% Brent) * $\frac{TC}{FC}$					
Bahiagás	Shell	01/2022-12/2024 PMF = (10,8% Brent) * $\frac{TC}{FC}$; PMP = 8,7% Brent * $\frac{TC}{FC}$					
Bahiagás	Alvopetro	01/2018-01/2033 PM = (1,34 * Δ IGPM) + 10,01417 + (0,5 * (35% * HH + 25% * NBP + 40% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$)					
Bahiagás	3R	05/2022-12/2023 PM = ((4,50 + 2% * Brent) * TC + 15,00) / FC					

Notas: (1) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, exceto contratos realizados com a Petrobras, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiásgás (GO) e Gasmar (MA). A data de início do contrato (vigência) pode ser diferente da data de início do suprimento, os intervalos utilizados são de vigência do contrato; (2) PM = preço da molécula de gás em USD/MMBtu; (3) TC = taxa de câmbio BRL/USD; (4) FC = fator de conversão de MMBtu para m³ de 26,8081; (5) PMF = parcela molécula firme, em USD/MMBtu; (6) PMP = parcela molécula de put (opção de venda), em USD/MMBtu.



PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

TABELA SIMPLIFICADA DOS CONTRATOS ATIVOS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS¹

Distribuidor ^a	Produtor	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Bahiagás	Eagle	01/2021-01/2027 $PM^2 = (9,0\% * Brent) * \frac{TC^3}{FC^4}$					
Bahiagás	PetroRecon cavo, SPE Miranga	01/2022-01/2027 $PM1 = (4,04 + 1,0\% * Brent) * TC + PP^5 / FC$; $PM2 = [(4,54 + 1,0\% * Brent) * TC + PP] / FC + PE^6$					
Bahiagás	PetroRecon cavo, SPE Miranga, Potiguar	06/2022-12/2023 $PM = (10,7\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$					
CeGás	PetroRecon cavo, SPE Miranga, Potiguar	07/22-07/23 $PM = (12,25\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$					
CeGás	Galp	02/2022-12/2023 $PM = (12,45\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$ $PMP^7 = (9,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$		01/2024-12/2031 $PM = (11,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$; $PMP = (9,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$			
Cegás	Shell	08/2022-06/2027 2023: $PMF^8 = (12,30\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$; $PMP = (10,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$ 2024-2027: $PMF = (11,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$; $PMP = (10,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$					
Comgás	Compass	07/2023-07/2033 $PM = ((11,6\% * Brent) + (1,38 * \Delta CPI)) * \frac{TC}{FC}$					

Notas: (1) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, exceto contratos realizados com a Petrobras, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiasgás (GO) e Gasmar (MA). A data de início do contrato (vigência) pode ser diferente da data de início do suprimento, os intervalos utilizados são de vigência do contrato; (2) PM = preço da molécula de gás em USD/MMBtu; (3) TC = taxa de câmbio BRL/USD; (4) FC = fator de conversão de MMBtu para m³ de 26,8081; (5) PP = parcela de processamento do gás, em R\$ MMBtu; (6) PE = parcela de escoamento, em R\$/m³; (7) PMP = parcela molécula de put (opção de venda), em USD/MMBtu; (8) PMF = parcela molécula firme, em USD/MMBtu.



PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

TABELA SIMPLIFICADA DOS CONTRATOS ATIVOS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS¹

Distribuidor ^a	Produtor	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Compagás	Tradener	09/22-12/23 PM ² = (12,81% * Brent * fator ³) * $\frac{TC^4}{FC^5}$					
Compagás	Gas Bridge	05/2022-12/2023 PM = (13,5% * Brent * 0,4205) * $\frac{TC}{FC}$					
Copergás	Shell	06/2022-12/2023 PM = min [(111% * HH + 2,5); (10,5% * Brent)]					
Copergás	Golar	04/2021-04/2026 PM = 13,21% * Brent					
ESGás	Galp	09/2022-12/2032 2023-2025: PMF ⁶ = (12,60% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$; PMP ⁷ = (9,90% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ 2026-2032: PMF = (115% * HH + 4,50) * $\frac{TC}{FC}$					
Gasmig	Galp	03/2022-12/2033 2022: PMF = (14% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$; PMP = (13% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ 2023: PMP = (11,60% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ 2023-2025: PMF = (12,60% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ 2024-2025: PMP = (9,90% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ 2026-2033: PMF = (115% * HH + 4,50) * $\frac{TC}{FC}$					

Notas: (1) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, exceto contratos realizados com a Petrobras, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiásgás (GO) e Gasmar (MA). A data de início do contrato (vigência) pode ser diferente da data de início do suprimento, os intervalos utilizados são de vigência do contrato; (2) PM = preço da molécula de gás em USD/MMBtu; (3) Fator varia entre 0,7 e 1,2; (4) TC = taxa de câmbio BRL/USD; (5) FC = fator de conversão de MMBtu para m³ de 26,8081; (6) PMF = parcela molécula firme, em USD/MMBtu; (7) PMP = parcela molécula de put (opção de venda), em USD/MMBtu.



PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

TABELA SIMPLIFICADA DOS CONTRATOS ATIVOS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS¹

Distribuidor ^a	Produtor	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PBGás	Potiguar E&P	12/2021-12/2023 $PM^2 = 6,26\% * \frac{TC^3}{FC^4}$					
Potigás	Galp	01/21-12/22 PM = (13% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$ PMF ⁵ = (15,9% * Brent) * $\frac{TC}{FC}$					
Potigás	Potiguar E&P	10/2021-12/2023 $PM = 5,40\% * \frac{TC}{FC}$					
SCGás	Galp	10/2022-12/2027 2022-2023: $PMF = (12,45\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$; $PMC^6 = (15,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$ 2024-2031: $PMF = (11,9\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$; $PMC^6 = (14\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$ $PMP = (9,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$					
SCGás	New Fortress	03/2022-03/2027 $PM = 9,0 * [(30\% * Brent / 65,41) + (70\% * TC / 5,646)]$					
SCGás	Tradener	10/2022-12/2023 $PM = ((12,81\% * Brent + fator [0,7; 1,2]) + 0,51) * \frac{TC}{FC}$					

Notas: (1) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, exceto contratos realizados com a Petrobras, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiásgás (GO) e Gasmar (MA). A data de início do contrato (vigência) pode ser diferente da data de início do suprimento, os intervalos utilizados são de vigência do contrato; (2) PM = preço da molécula de gás em USD/MMBtu; (3) TC = taxa de câmbio BRL/USD; (4) FC = fator de conversão de MMBtu para m³ de 26,8081; (5) PMF = parcela molécula firme, em USD/MMBtu; (6) PMC = parcela molécula de call (opção de compra), em USD/MMBtu; (7) PMP = parcela molécula de put (opção de venda), em USD/MMBtu.

SIGA NOSSOS CANAIS:



mercuriopartners.com.br/trading



Mercurio Trading

PREÇOS DE GÁS NO MERCADO NACIONAL

TABELA SIMPLIFICADA DOS CONTRATOS ATIVOS COM DISTRIBUIDORAS DE GÁS¹

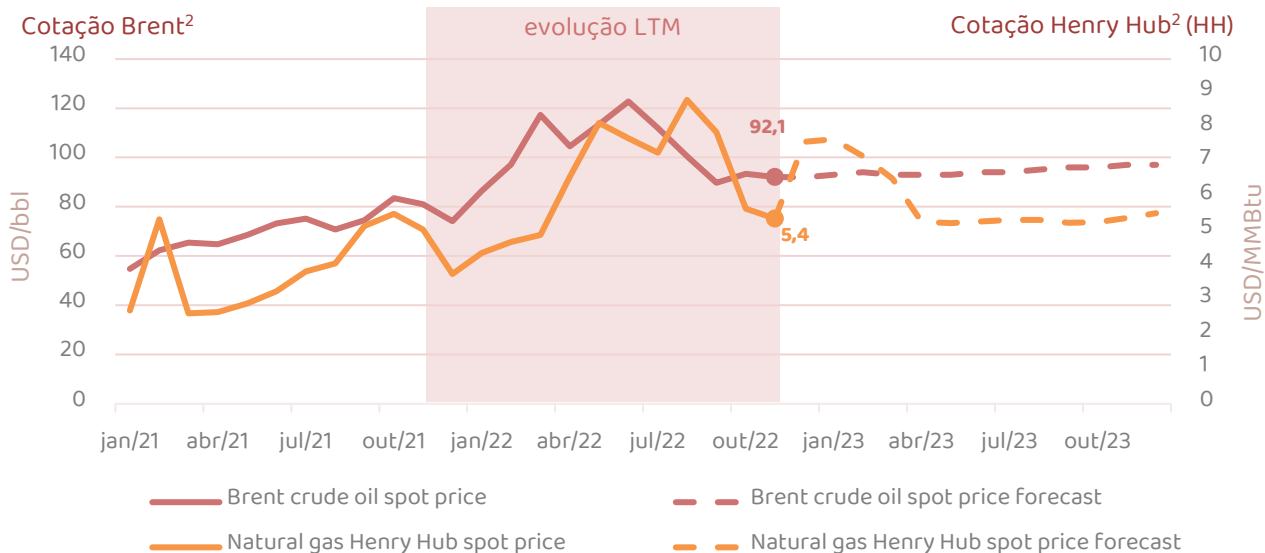
Distribuidor ^a	Produtor	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sergás	Galp	10/2022-12/2031 2022-2023: $PMF^2 = (12,45\% * Brent) * \frac{TC^3}{FC^4}$ $PMP^5 = (9,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$ 2024-2031: $PMF = (11,90\% * Brent) * \frac{TC}{FC}$					
Sergás	Proquigel ⁶	05/2022-12/2024 PM ⁷ = R\$ 4,5063					

Notas: (1) Mapeamento baseado nos contratos disponíveis no site da ANP, exceto contratos realizados com a Petrobras, não foram disponibilizados os contratos das distribuidoras Cebgás (DF), Gaspisa (PI), Mtgás (MT), Naturgy (SP), Goiásgás (GO) e Gasmar (MA). A data de início do contrato (vigência) pode ser diferente da data de início do suprimento, os intervalos utilizados são de vigência do contrato; (2) PMF = parcela molécula firme, em USD/MMBtu; (3) TC = taxa de câmbio BRL/USD; (4) FC = fator de conversão de MMBtu para m³ de 26,8081; (5) PMP = parcela molécula de put (opção de venda), em USD/MMBtu; (6) Período de fornecimento semanal, preço do gás (PT + PM) calculado semanalmente; (7) último valor referente à Notificação de Confirmação nº 18 de 27/08/2022 (última disponível).

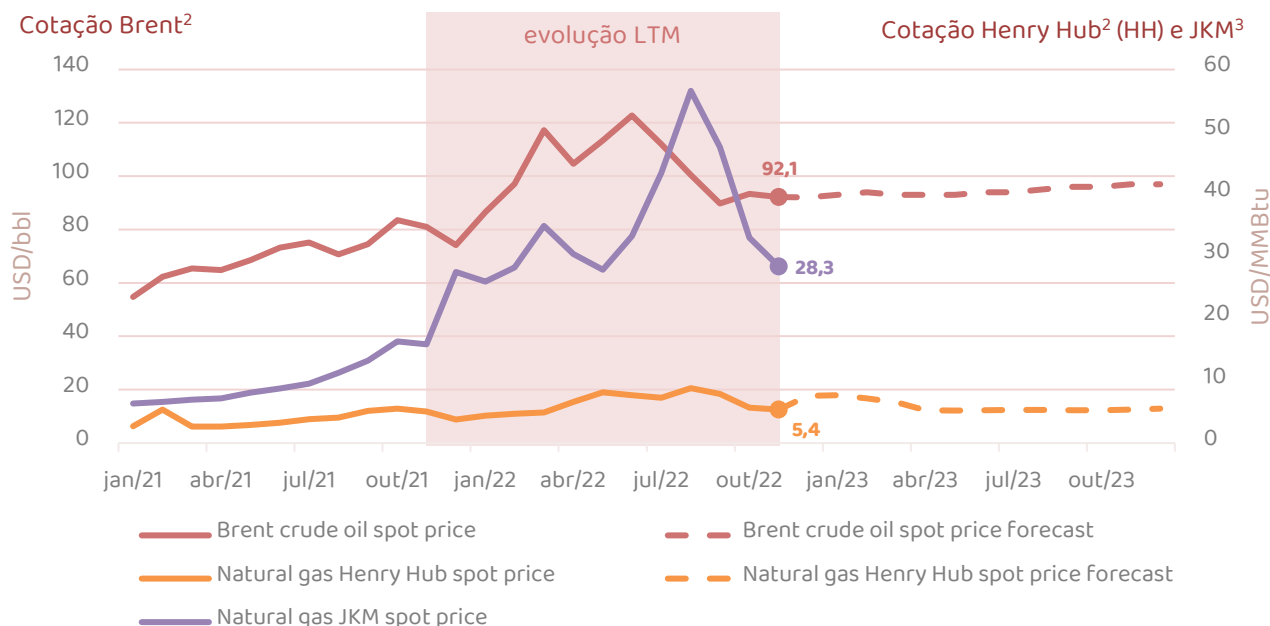
PREÇOS DO MERCADO INTERNACIONAL

Observa-se que os índices de referência para petróleo e gás natural apresentam um arrefecimento quanto a volatilidade dos preços internacionais, após um ano marcado pelo conflito entre Rússia e Ucrânia. O preço médio em novembro de 2022¹ foi de 94,35 US\$/bbl para o Brent, 5,14 US\$/MMBtu para o Henry Hub e 27,98 US\$/MMBtu para o JKM.

CURVAS DE PREÇO BRENT E HENRY HUB (HH)



COMPARATIVO DOS PRINCIPAIS BENCHMARKS DE PREÇO



Notas: (1) Cálculo do preço spot médio considerando as informações disponíveis até a data de elaboração deste relatório, em geral, o primeiro dia útil do mês de referência; (2) *spot price averaged*, segundo o Energy Information Administration (EIA), STEO 2022; (3) Investing.com.

Legenda: "LTM" – Last Twelve Months, representa um intervalo de tempo dos últimos 12 meses.

SIGA NOSSOS CANAIS:



mercuriopartners.com.br/trading



Mercurio Trading

6. LEILÕES DE ENERGIA

LEILÕES DE ENERGIA REALIZADOS

36º Leilão de Energia Nova A-4

Data do Leilão: 27/05/2022

Produtos com **suprimento em 01/01/2026.**

O Leilão negociou produtos eólica/solar com prazo de suprimento de 15 anos e contrato por quantidade; produto termelétrica à biomassa com prazo de suprimento de 20 anos e contrato por disponibilidade; e produto hidrelétrica com prazo de suprimento de 25 anos e contrato por quantidade.

RESULTADOS

Ao todo, foram contratados 29 projetos, somando uma Garantia Física vendida de 237,5 MW médios, a um preço médio de 258,16 R\$/MWh e um deságio médio de 9,36%. O preço médio praticado foi o maior dos últimos leilões A-4, um valor 33,6% maior do que o A-4 de 2021. O destaque desse leilão se deu pela competição entre eólica e solar pelo mesmo produto, fato inédito até então.

Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia de 2022

Data do Leilão: 30/09/2022

Produtos com **suprimento em 31/12/2026.**

O Leilão negociou, ao todo, três produtos com demandas previamente definidas por Lei: Produto Norte, com demanda de 1.000 MW; Produto Nordeste Maranhão com demanda de 300 MW e Produto Nordeste Piauí com demanda de 700 MW. Todos os produtos serão na modalidade de Reserva de Capacidade e estiveram sujeitos a um CVU teto de 450 R\$/MWh e inflexibilidade anual de 70%.

RESULTADOS

Ao todo, foram contratados 37 projetos, somando uma potência total de 11.889 MW. Não houve lances para os Produtos Nordeste-Maranhão e Nordeste-Piauí. Três projetos se sagraram vencedores, com potência abaixo da demanda esperada, totalizando 754 MW de potência, sendo:

- UTE Manaus I, de 162,905 MW, com suprimento de gás nacional de origem amazônica pela Petrobras, pertencente à Global Participações em Energia; e
- UTE Azulão II e UTE Azulão IV, de 295,429 MW cada, com suprimento de gás nacional de origem amazônica pela Eneva.

Os empreendedores submeteram apenas o preço teto de 444,00 R\$/MWh, assim, o deságio foi de 0%.

6. LEILÕES DE ENERGIA

LEILÕES DE ENERGIA REALIZADOS

36° Leilão de Energia Nova A-5

Data do Leilão: 14/10/2022

Produtos com **suprimento em 01/01/2027.**

O leilão negociou produtos eólica e solar fotovoltaica com prazo de suprimento de 15 anos e contrato por quantidade, além de produto hidrelétrica com prazo de suprimento de 20 anos. Também foram negociados produtos biomassa, carvão/biogás e Resíduos Sólidos Urbanos com prazo de suprimento de 20 anos e contrato por disponibilidade.

RESULTADOS

Foram contratados 22 projetos, totalizando 577,45 MW de potência e uma garantia física de 176,8 MW médios, a um preço médio de 237,48 R\$/MWh e deságio total de 26,38%. O leilão teve baixa demanda, conforme esperado, devido às incertezas relacionadas à abertura de mercado e expansão da Geração Distribuída. Dentre os vencedores, não há projetos relacionados a carvão mineral ou biogás.

28° e 29° Leilões de Energia Existente A-1 e A-2

Data do Leilão: 02/12/2022

Produtos com **suprimento em 01/01/2023 e 01/01/2024.**

Foram negociados produtos com contratos por quantidade e prazo de suprimento até 31 de dezembro de 2024 para o A-1 e 31 de dezembro de 2025 para o A-2. Foram aceitos projetos existentes de quaisquer fontes. O preço inicial de lance do leilão A-1 ficou em 140 R\$/MWh e do A-2 em 150 R\$/MWh.

RESULTADOS

O leilão A-1 negociou 61 MW a um preço médio de 99,80 R\$/MWh, representando um deságio de 28,72% em relação ao preço inicial de 140 R\$/MWh.

O leilão A-2 negociou 144 MW a um preço médio de 133,10 R\$/MWh, equivalente a um deságio de 12,03% em relação ao preço teto de 150 R\$/MWh.

6. LEILÕES DE ENERGIA

CRONOGRAMA DOS LEILÕES PARA O TRIÊNIO 2022-2024

2023	
Março	LRCE (Lei 14.182/21)
Agosto	LEN A-4 e A-6
Outubro	Sist. Isolados
Novembro	LRC (Potência)
Dezembro	LEE A-1 e A-2
2024	
Março	LRCE (Lei 14.182/21)
Agosto	LEN A-4 e A-6
Outubro	Sist. Isolados
Novembro	LRC (Potência)
Dezembro	LEE A-1 e A-2

LEN – Leilão de Energia Nova






LEE – Leilão de Energia Existente

LRC – Leilão de Reserva de Capacidade

LRCE – Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia (Eletrobras)

Definido pelo MME para contratação de energia elétrica ao longo dos anos de 2022, 2023 e 2024, seguindo o cronograma estabelecido pela Portaria 032/2021.

7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

Temas	Páginas
Regulação 	31 , 33 , 34 , 35
CVU 	32
Leilões 	31 , 34
Tarifa 	31 , 32 , 33 , 34 , 35
Renováveis 	34 , 35

7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

PORTARIAS

Portaria nº 6788/2022 (ANEEL)

Aprova a segunda revisão da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2022-2023.

Publicação:
24/11/2022

Regulação 

Portaria nº 707/2022 (MME)

Divulga a relação dos agentes que declararam os novos valores de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP), para fins de utilização na Revisão Ordinária de Garantia Física.

Publicação:
18/11/2022

Regulação 

Portaria nº 705/2022 (MME)

Fixa o prazo de declaração para que os agentes declarem os novos valores de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP), para fins de utilização na Revisão Ordinária de Garantia Física.

Publicação:
11/11/2022

Regulação 

Portaria nº 704/2022 (MME)

Aprova a metodologia, os critérios, as premissas e as configurações que constam na Revisão Ordinária de Garantia Física das Hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN; define os valores revistos de garantia física de energia; e estabelece que os montantes serão válidos a partir de 1º de janeiro de 2023.

Publicação:
11/11/2022

Regulação 

Portaria nº 702/2022 (MME)

Divulga, para Consulta Pública, a minuta de Portaria contendo proposta de regulamentação das Diretrizes para o Procedimento Competitivo para a Contratação de Margem de Escoamento para Acesso ao SIN, denominado Procedimento Competitivo por Margem (PCM).

Publicação:
03/11/2022

Leilões 

DESPACHOS

Despacho 3131/2022 (SGT/ANEEL)

Estabelece a previsão anual de custos do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e do Encargo de Energia de Reserva (EER), para fins de cobertura tarifária das distribuidoras com processo tarifário no terceiro quadrimestre de 2022.

Publicação:
01/11/2022

Tarifa 

7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

DESPACHOS

Despacho 3241/2022 (ANEEL)

Determina ao ONS que proponha e implemente um conjunto de aprimoramentos e ações para gerar maior clareza, rastreabilidade e transparência no processo de divulgação dos cálculos e rateio dos encargos relacionados à TUST-FR; avalie a necessidade de indicar alterações nos Procedimentos de Rede que julgar necessárias para tal; e encaminhe à SRT um relatório com as ações implementadas, com vistas a análise da efetividade das medidas adotadas.

Publicação:
29/11/2022

Tarifa



Despacho 3125/2022 (SGT/ANEEL)

Fixa, para os consumidores interligados ao SIN, a bandeira tarifária verde com vigência no mês de novembro de 2022.

Publicação:
01/11/2022

Tarifa



Despacho 3271/2022 (SRG/ANEEL)

Concede provimento à solicitação da Termelétrica Norte Fluminense S.A para autorizar a utilização do CVU da UTE Norte Fluminense a partir da primeira revisão do PMO após a publicação deste Despacho; e determina à CCEE a utilização do valor do CVU indicado para fins de contabilização da geração verificada na usina.

Publicação:
17/11/2022

CVU



Despacho 3276/2022 (SRG/ANEEL)

Concede provimento à solicitação da Termelétrica Termopernambuco S.A para autorizar a utilização do CVU da UTE Termopernambuco a partir da primeira revisão do PMO após a publicação deste Despacho; e determina à CCEE a utilização do valor do CVU indicado para fins de contabilização da geração verificada na usina.

Publicação:
17/11/2022

CVU



Despacho 3173/2022 (ANEEL)

Concede provimento parcial à solicitação da UEG Araucária S. A, para homologação do CVU da Usina Termelétrica Araucária; e determina ao ONS a aplicação dos valores para fins de planejamento e programação da operação eletroenergética do SIN.

Publicação:
11/11/2022

CVU



7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

TOMADAS DE SUBSÍDIO

Tomada 020/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.

Prazo:
17/02/2023

Regulação



Tomada 021/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento da nova versão dos Submódulos 3.1, 3.2 e 7.15 dos Procedimentos de Rede, elaborada com base na proposição enviada pelo ONS, e motivada pela publicação da Resolução Normativa nº 1.020/2022.

Prazo:
26/12/2022

Regulação



Tomada 023/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento da atividade TRA21-40 da Agenda Regulatória da ANEEL do biênio 2022/2023 que trata do aprimoramento da regulamentação de qualidade associada às Funções Transmissão (FT) em Corrente Alternada.

Prazo:
20/01/2023

Regulação



Tomada 022/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para a análise dos dados e da elegibilidade dos ativos a serem utilizados na Revisão Periódica de 2023 da Receita Anual Permitida (RAP) dos contratos da Transmissoras licitadas e não licitadas.

Prazo:
16/01/2023

Tarifa



Tomada 024/2022 (ANEEL)

Obter subsídios acerca do aperfeiçoamento da regulamentação associada à contratação do uso do sistema de transmissão.

Prazo:
08/02/2023

Tarifa



AUDIÊNCIAS PÚBLICAS

Audiência 015/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento das minutas de Resoluções Normativas, com dispensa de Análise de Impacto Regulatório, com vistas à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições estabelecidas na Lei nº 14.300/2022 e no art. 1º da Lei nº 14.120/2021.

Prazo:
08/12/2022

Regulação



7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

CONSULTAS PÚBLICAS

Consulta Pública nº 050/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que regulamentam os aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022.

Prazo:
12/12/2022

Regulação 

Consulta Pública nº 051/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento das minutas de Resoluções Normativas, com dispensa de Análise de Impacto Regulatório, com vistas à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições estabelecidas na Lei nº 14.300/2022, e no art. 1º da Lei nº 14.120/2021.

Prazo:
19/12/2022

Regulação 

Consulta Pública nº 054/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Submódulo 2.10 que trata dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão (Requisitos).

Prazo:
16/01/2023

Regulação 

Consulta Pública nº 143/2022 (MME)

Consulta Pública para receber contribuições sobre a minuta de texto do Plano Nacional de Mineração 2050.

Prazo:
20/01/2023

Regulação 

Consulta Pública nº 052/2022 (ANEEL)

Obter subsídios referente ao relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que trata do acesso à transmissão o cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos.

Prazo:
06/01/2023

Renováveis 

Consulta Pública nº 053/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e Anexos do Leilão nº 1/2023-ANEEL (Leilão de Transmissão).

Prazo:
16/01/2023

Leilões 

Consulta Pública nº 050/2022 (ANEEL)

Obter subsídios para o aprimoramento dos Submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que regulamentam os aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022.

Prazo:
12/12/2022

Tarifa 

7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

RESOLUÇÕES NORMATIVAS

Resolução 1046/2022 (ANEEL)

Aprova o Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL e os Procedimentos de Comercialização; e altera a Resolução Normativa ANEEL 1.009/2022.

Publicação:
22/11/2022

Regulação



PROJETOS DE LEI

Projeto de Lei 2869/2022 (Câmara)

Altera a Lei nº 10.438/2002, para determinar o estabelecimento de metas de instalação de estações públicas de recarga de baterias de veículos elétricos a serem cumpridas pelas concessionárias e permissionárias do serviço de distribuição de energia elétrica.

**Última
Tramitação:**
29/11/2022

Renováveis



Projeto de Lei 2810/2022 (Câmara)

Altera a Lei nº 9.991/2000, para possibilitar que projetos de eficiência energética, contemplados pelos Programas de Eficiência Energética (PEE) regulamentados pela ANEEL recebam recursos de investimentos por parte de distribuidoras de maneira perene, estabelecendo em Lei um percentual de cada projeto que aborde o uso seguro, eficiente e sustentável de energia nos usos finais.

**Última
Tramitação:**
29/11/2022

Renováveis



Projeto de Lei 2703/2022 (Câmara)

Altera a Lei nº 14.300/2022, com o objetivo de acrescentar 12 meses ao prazo em que pode ser protocolada solicitação de acesso na distribuidora sem que sejam aplicadas novas regras tarifárias menos vantajosas às unidades de micro e minigeração distribuída.

**Última
Tramitação:**
11/11/2022

Tarifa



7. PRINCIPAIS ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS

CRONOGRAMA

	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro
<u>Consulta Pública nº 050/2022 (ANEEL)</u>		27/10 a 12/12			
<u>Consulta Pública nº 051/2022 (ANEEL)</u>		04/11 a 19/12			
<u>Consulta Pública nº 054/2022 (ANEEL)</u>			01/12 a 16/01		
<u>Consulta Pública nº 143/2022 (MME)</u>			21/11 a 20/01		
<u>Consulta Pública nº 052/2022 (ANEEL)</u>		07/11 a 06/01			
<u>Consulta Pública nº 053/2022 (ANEEL)</u>			01/12 a 16/01		
<u>Consulta Pública nº 050/2022 (ANEEL)</u>		27/10 a 12/12			
<u>Tomada 020/2022 (ANEEL)</u>			19/10 a 17/02		
<u>Tomada 021/2022 (ANEEL)</u>		11/11 a 26/12			
<u>Tomada 023/2022 (ANEEL)</u>			22/11 a 20/01		
<u>Tomada 022/2022 (ANEEL)</u>			17/11 a 16/01		
<u>Tomada 024/2022 (ANEEL)</u>			01/12 a 08/02		

8. NOTÍCIAS

Regulação



REGULAÇÃO DO NOVO MARCO LEGAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ENTRA EM CONSULTA PÚBLICA

A Resolução Normativa nº 482/2012, que é a referência sobre as atividades de micro e minigeração distribuída, está prestes a ficar no passado. A ANEEL abriu no dia 04/11 a Consulta Pública nº 051/2022, que prevê a regulação do novo marco legal da micro e mini geração, com compensação da energia excedente lançada na rede elétrica.

UNIÃO CONSEGUE SUSPENSÃO DE LIMINAR SOBRE PLD MÁXIMO E MÍNIMO

A União conseguiu a suspensão, em segunda instância, de 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.

GT DE TRANSIÇÃO VAI NEGOCIAR ADIAMENTO DA VOTAÇÃO DO PL 414

O grupo técnico que vai fazer a transição do setor de energia para o novo governo pretende negociar com o Congresso Nacional para frear a votação do PL 414. Um eventual pedido de análise deve empurrar a votação para 2023, fato que já era esperado pelo setor, mas pode frustrar quem ainda apostava em um acordo de última hora para aprovação da proposta.

MME ABRE CONSULTA PARA APRIMORAR IMPORTAÇÃO DE ENERGIA

O Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública nº 142, cujo objetivo é colher

contribuições para integração eletroenergética regional com a Argentina e Uruguai. A proposta se baseia em estudo que apresenta informações acerca da operacionalização da Portaria MME nº 339/2018, válida até 31 de dezembro de 2022, bem como avalia alternativas regulatórias para o tema.

Reservatórios



NÍVEIS NO SUDESTE DEVEM TERMINAR 2022 COM VOLUME ACIMA DE 52%

Os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste devem terminar o ano de 2022 com volume de 52,1%. São dados do Informe Preliminar Mensal da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e indicam também que os volumes no Nordeste devem encerrar dezembro em 66%, o Norte em 49,5%, enquanto no Sul a expectativa é que os níveis fiquem em 74%. Dessa forma, espera-se que os reservatórios no SIN terminem o ano em 56% do volume útil.

CMSE AVALIA CONDIÇÕES DE SUPRIMENTO DE ENERGIA E PERSPECTIVAS DE ATENDIMENTO AO PAÍS

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico se reuniu, no dia 09/11, em caráter ordinário, e avaliou, dentre outros assuntos, as condições de suprimento eletroenergético ao SIN. Além da maior disponibilidade dos recursos de geração hidráulica, beneficiados pelas chuvas realizadas, foi ressaltada a manutenção da das gerações eólica e solar, o que, aliado com a política operativa, possibilitou o uso menos intenso da água nesse período.



Gás Natural



GERDAU E NTS ASSINAM CONTRATO PARA TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EM AMBIENTE LIVRE

A Gerdau e a NTS assinaram o primeiro contrato para transporte de gás natural no ambiente de contratação livre. O acordo visa o abastecimento da unidade da produtora de aço localizada na cidade mineira de Ouro Branco. A NTS destacou que o acordo está em linha com o plano de expansão, investimentos e abertura da capacidade de transporte existente, o que permite uma maior agilidade e flexibilidade no escoamento do gás nacional, além de representar vantagem competitiva para o setor industrial.

BIOGÁS PODE ATENDER A META BRASILEIRA NO ACORDO GLOBAL DE METANO

O potencial brasileiro para produção de biogás, estimado em 120 milhões de m³/dia, pode atender a 100% da meta brasileira no Acordo Global de Metano, evitando a liberação de 8 milhões de toneladas desse gás na atmosfera. A projeção da ABiogás é de produzir 30 milhões de m³ de biogás por dia em 2030, o equivalente à redução de 2 milhões de toneladas de metano. Segundo a Associação, o potencial do insumo é decisivo para a segurança energética e descarbonização de setores chave da economia.

Termelétricas



ANGRA 3 TEM OBRAS RETOMADAS

A Eletronuclear reiniciou, em 11 de novembro, o processo de concretagem da usina de Angra 3. O evento marcou a retomada das obras civis e contou com a presença do novo presidente da empresa, Eduardo Grivot de Grand Court, e membros da diretoria da Eletronuclear.

RIO DE JANEIRO VAI INSTALAR USINA PARA TRANSFORMAR LIXO DE COMPLEXO PENITENCIÁRIO EM ENERGIA

O governo do Rio de Janeiro quer transformar o Complexo Penitenciário de Gericinó no primeiro conjunto de presídios sustentável do país a partir da implantação de uma usina de recuperação energética (URE) de biodigestão, gerando um total de 720 mil KWh por ano. A previsão é que a planta entre em operação até junho de 2024. A geração da usina equivale ao consumo de 300 residências a partir do aproveitamento do potencial energético dos resíduos.

NOVO PL DA GD INCLUI PCHS E TROCA TERMELÉTRICAS 'JABUTIS' DO CENTRO-OESTE POR HIDRELÉTRICAS

O Projeto de Lei nº 2.703 pode trazer mais alterações nas regras para a geração distribuída. O relatório preliminar do texto amplia os tipos de projetos que podem ser enquadrados na categoria, incluindo PCHs de até 30 MW, e cria nova demanda para hidrelétricas de até 50 MW na região Centro-Oeste, em um montante de 1,5GW, o que "possibilitará contornar as limitações que os projetos a gás natural têm enfrentado no que tange à instalação de novos gasodutos".

RSU CALCULA POTENCIAL DE 3,3 GW NO BRASIL, MAS PRECISA DE INCENTIVOS

Os resíduos sólidos urbanos, ou *waste-to-energy*, ainda não possui nenhuma central de geração no país. Mas o segmento está otimista com um futuro próximo em função marco do saneamento básico. Segundo o presidente executivo da Associação Brasileira da Recuperação Energética de Resíduos, Yuri Schmitke, a fonte tem um potencial mapeado de 3,3 GW no somatório de 28 regiões metropolitanas do país com mais de 1 milhão de habitantes.



Leilões



EDITAL DO PRIMEIRO LEILÃO DE TRANSMISSÃO DE 2023 ENTRA EM CONSULTA PÚBLICA

A proposta do edital do primeiro Leilão de Transmissão de 2023 vai entrar em consulta pública, no dia 1º de dezembro. O certame previsto para 30 de junho, na B3, e é destinado à contratação de nove lotes de empreendimentos com investimentos da ordem de R\$ 16 bilhões. A licitação inclui 26 linhas de transmissão novas com 6.122 km de extensão e um seccionamento de linha, três novas subestações, além da instalação de equipamentos em instalações existentes.

EDITAL DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO DE 2023 TEM PRAZO AMPLIADO PARA EXECUÇÃO DAS OBRAS

A abertura de consulta pública do edital do leilão de transmissão de 30 de junho de 2023 trouxe como inovação o aumento do prazo para operação comercial das instalações, de 60 para 66 meses, e que serviços e instalações de reforço possam ser imediatamente aproveitadas na implantação do empreendimento, respeitando um limite de até 5% da Receita Anual Permitida em 12 meses. Buscando a mitigação dos riscos, a proposta considerou um aumento de 10% do prazo de execução para essas obras que superam 1.000 km de extensão.

Renováveis



FORTESCUE E GOVERNO DO CEARÁ ASSINAM EMENDA PARA PRIORIZAR HIDROGÊNIO VERDE NO PECÉM

Em anúncio feito durante a COP27, no Egito, Governo do Ceará e Fortescue Future Industries (FFI) assinaram uma emenda ao MoU firmado em meados de 2021, para que a australiana priorize o projeto de hidrogênio verde no hub do Pecém. A intenção é iniciar a produção do combustível em larga escala em 2027.

Descarbonização CO₂

MERCADO BRASILEIRO DE CARBONO É APROVADO EM COMISSÃO DO SENADO

A Comissão de Assuntos Econômicos do Senado Federal aprovou no dia 29 de novembro, as diretrizes para o mercado brasileiro de carbono. O texto foi apresentado em substitutivo ao projeto de lei 412/2021, do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões, e segue para apreciação, em caráter conclusivo, na Comissão de Meio Ambiente.

PORTO DO AÇU QUER ATRAIR ECONOMIA DE BAIXO CARBONO

A Prumo Logística, controladora do porto e a Porto do Açu, divulgaram, no dia 17 de novembro, dois acordos para o desenvolvimento energético que já conta com o complexo térmico GNA. O foco atual são as energias renováveis e a economia de baixo carbono. Esses dois acordos são relacionados a projetos eólica offshore e estudos visando planta de hidrogênio verde em parceria com a Comerc.



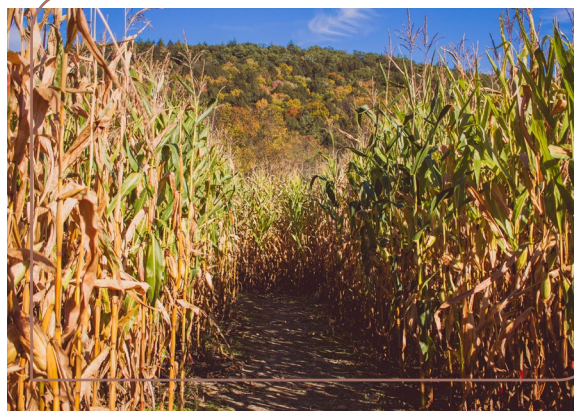
9. CURIOSIDADES

O que é o E2G?

Etanol de segunda geração (E2G), conhecido também como etanol lignocelulósico, é produzido a partir de subprodutos de atividades econômicas como indústria alimentícia e agricultura, por isso, é chamado de biocombustível de segunda geração. O processo de produção do E2G consiste em quatro principais etapas: (i) pré-tratamento do material orgânico; (ii) hidrólise enzimática; (iii) fermentação e (iv) destilação. No Brasil, um dos principais insumos utilizados são os resíduos resultantes do processo de produção do etanol de primeira geração (E1G), ênfase para a palha e o bagaço da cana-de-açúcar.

Biorrefinarias podem ser plantas dedicadas ou plantas de E2G integradas a plantas de E1G ("plantas integradas" ou plantas 1G2G). A BioFlex® 1 da GranBio foi a primeira planta dedicada produtora de etanol celulósico em escala comercial no Brasil – a biorrefinaria começou a operar em 2014 com uma capacidade instalada de 30 milhões de litros de etanol por ano e usa como insumo subprodutos da cana-de-açúcar.

É evidente que o processo de produção do etanol de segunda geração compõe um elo da cadeia de economia circular ligada à produção do etanol de primeira geração ao agregar valor e finalidade aos resíduos antes não aproveitados. Além desse progresso rumo à otimização da cadeia produtiva do país, o E2G apresenta vantagens frente aos combustíveis fósseis e até mesmo diante do E1G. Por ser um subproduto, não compete na cadeia de produção com os principais derivados da cana como açúcar, álcool, óleo fúsel e recursos energéticos (biomassa para queima ou biocombustível). Não requer plantação de área adicional e evita o descarte tradicional de resíduos pela queima, além disso, o insumo não tem mais emissões de CO₂ associadas. Contribui para a segurança energética nacional ao apresentar uma alternativa de suprimento. É considerado um combustível limpo, cuja queima gera emissões de CO₂ inferiores em pelo menos 80% em relação à gasolina comum, o que contribui para mitigar o efeito estufa na atmosfera. Ademais, segundo a ANP, o E2G seria uma solução viável para reduzir o volume de gasolina importada pelo Brasil e



uma alternativa para potencial aumento das exportações, dado que o consumo de biocombustíveis é valorizado por políticas públicas nos EUA e na Europa.

Solucionados os desafios quanto à logística, custo da tecnologia e CAPEX, o etanol de segunda geração pode ser um biocombustível competitivo e atrativo em termos de preço e disponibilidade. No mercado, o modelo de negócio de planta integrada, novas biorrefinarias da Raízen junto aos seus parques de bioenergia, tem se mostrado um *business* rentável, seguro e replicável.

No âmbito regulatório, diversas medidas foram e estão sendo adotadas, como o percentual obrigatório de biocombustível misturado na gasolina C e no óleo diesel B, para fomentar e expandir o uso de produtos como o E2G. Algumas das principais iniciativas governamentais são o Programa Combustível do Futuro (Resolução CNPE nº 07, de 20 de abril de 2021) e o Renovabio (Lei 13.576/2017, de 26 de dezembro de 2017), que prevê, entre muitas medidas, a emissão de créditos de descarbonização (CBIOS) por produtores e importadores de biocombustíveis, devidamente certificados na ANP. Também, pode-se citar as MPs nº 1.063/2021 e nº 1.069/2021 e a Lei 14.292/22, que visa a possibilidade de venda direta do etanol aos postos de combustíveis. De acordo com a ANP, 23 usinas de etanol estão em construção, já a EPE projeta que até 2031 serão 40 novas usinas de etanol instaladas.

De modo geral, o E2G contribui para o desenvolvimento energético e o processo de transição para uma economia de baixo carbono. O Brasil tem características e condições favoráveis para estar na vanguarda deste movimento.

GLOSSÁRIO

AIR	Avaliação de Impacto Regulatório
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBCE	Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVU	Custo Variável Unitário
ENA	Energia Natural Afluyente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IPDO	Informativo Preliminar Diário da Operação
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LRC	Leilão de Reserva de Capacidade
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energias
NMME	North American Multi-Model Ensemble
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCS	Procedimento Competitivo Simplificado
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia

GLOSSÁRIO

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação Energética
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
SIN	Sistema Interligado Nacional
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
SRG	Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL
UHE	Usina Hidrelétrica
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
UTE	Usina Termoelétrica
ZCAS	Zona de Convergência do Atlântico Sul