

## 1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **novembro de 2024** em comparação com o **mesmo período do ano anterior**. Estão sendo considerados os principais assuntos relacionados a comercialização como: consumo, geração, volume de contratos e montantes de energia negociados, contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP).

## 2. SUMÁRIO EXECUTIVO<sup>1</sup>

No mês de novembro, o consumo e a geração de energia apresentaram queda de **1,2%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **72.903 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

**(-) Temperatura:** O cenário meteorológico no mês de novembro de 2024 foi marcado por episódios de precipitação no Sudeste e região central do país, associadas ao período úmido nessas regiões. Dado o cenário das chuvas, as temperaturas máximas estiveram abaixo da média em parte do Sudeste. Quando comparado com novembro de 2023, as temperaturas máximas estão inferiores em todos os estados, exceto nos estados do Sul. Com o fenômeno El Niño em neutralidade, as chuvas associadas a frentes frias avançaram mais ao norte, impactando no cenário de chuvas e temperaturas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

**(+) Economia:** Em novembro de 2024, a produção industrial nacional mostrou alta de 1,7% frente ao mesmo mês do ano anterior. As principais influências positivas no total da indústria foram registradas por veículos automotores, reboques e carrocerias (15,7%), equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos (34,9%) e máquinas e equipamentos (14,0%). Por outro lado, as atividades que apontaram redução na produção foram as indústrias extrativas (-4,4%), produtos alimentícios (-4,3%) e coque, produtos derivados do petróleo e biocombustíveis (-3,9%).

Neste mês, o ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de **-8,5%** e o ambiente de comercialização livre (ACL), crescimento de **11,6%**.

Ao desconsiderar o montante exportado em novembro/23 (3,1 MW médios) e em novembro/24 (156,3 MW médios), o ACL registra alta de **11,1%**, levando ao SIN a uma queda de **1,4%**.



O Consumo/Geração atingiu **72.903 MW médios**



Aumento de **11,8%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **39.743 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **80,05%**



Aumento de **24,7%** na geração das usinas fotovoltaicas



**219.198 MW médios** de contratos transacionados



**15.996** agentes participaram da contabilização



Contabilizados **15.195 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 372,3 milhões**



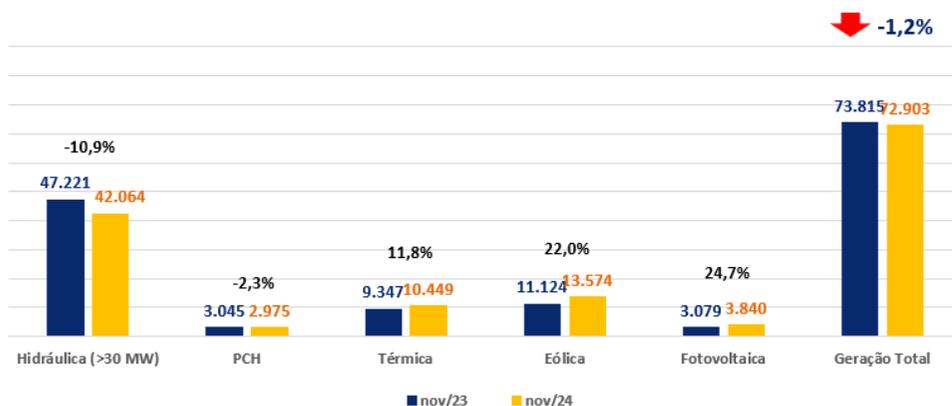
O total a liquidar foi de **R\$ 2,64 bilhões**

<sup>1</sup> Considera dados da contabilização do mês em análise e a CCEE (ACER) como agente participante

### 3. GERAÇÃO<sup>2</sup>

No mês, a geração registrou **79.903 MW médios<sup>3</sup>**, montante **1,2%** menor em relação ao mesmo mês do ano passado<sup>4</sup>. No gráfico 1, observa-se a comparação da variação da geração por tipo de fonte de energia. Os maiores aumentos foram das fotovoltaicas (**24,7%**), eólicas (**22,0%**) e térmicas (**11,8%**) e, enquanto houve retração para as grandes hidráulicas (**-10,9%**) e PCHs (**-2,3%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2024, a geração cresceu **3,6%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **4,1%**.

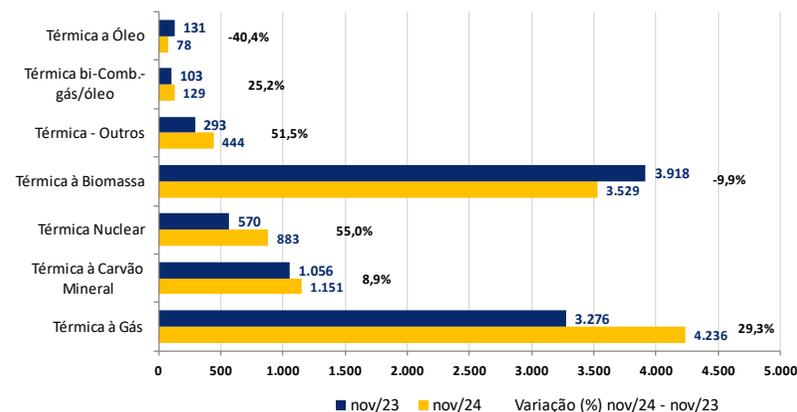
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou queda de **-10,4%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	nov/24	nov/23	Variação (%) nov/24 - nov/23
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	35.111	38.278	-8,3%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	6.882	8.882	-22,5%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	71	60	18,9%
<b>Subtotal</b>	<b>42.064</b>	<b>47.221</b>	<b>-10,9%</b>
PCH participantes do MRE não cotas	1.875	2.054	-8,7%
PCH participantes do MRE cotas	19	4	352,6%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	1.082	987	9,6%
<b>Subtotal</b>	<b>2.975</b>	<b>3.045</b>	<b>-2,3%</b>
<b>Total</b>	<b>45.039</b>	<b>50.266</b>	<b>-10,4%</b>

O Gráfico 2 ilustra a comparação da geração das usinas térmicas, em relação ao mesmo período do ano anterior, detalhando a alta apresentada no Gráfico 1. Destaque-se os avanços das térmicas nuclear (**55,0%**) e térmica - outros (**51,5%**).

Gráfico 2 – Comparativo da geração por fonte térmica (MWm)



<sup>2</sup>Os valores de geração estão no centro de gravidade, isto é, considera geração já descontada de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

<sup>3</sup> Sendo 59.523 MW médios participantes do rateio de perdas

<sup>4</sup> Houve exportação de 156,26 MW médios em novembro/2024, e 105,15 MW médios de importações.

A tabela 2 apresenta as usinas com os maiores volumes de geração neste mês de acordo o agente proprietário<sup>5</sup>.

Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

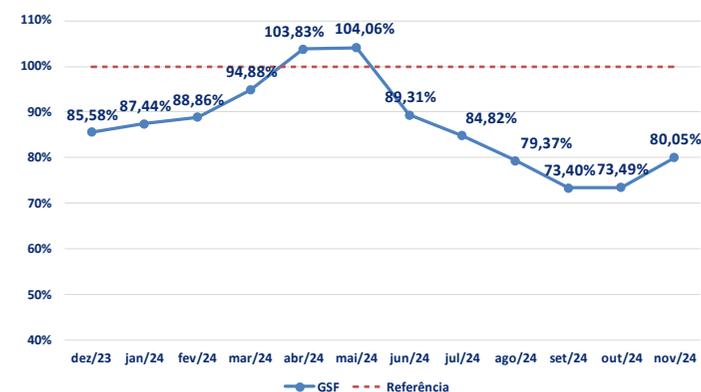
Posição	Agente
1º	ENBPARG
2º	ELETOBRAS-G
3º	ENGIE BR GER
4º	ELETRONORTE
5º	CHESF
6º	REPESA
7º	COPEL GET
8º	CEMIG GERACAO
9º	AES BRASIL OPERACOES
10º	UHE SAO SIMAO



#### 4. MRE

A geração das usinas participantes do MRE apresentou retração de **-10,9%** quando comparada ao mês de novembro do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **80,05%** (Gráfico 4).

Gráfico 4 – Fator GSF



<sup>5</sup> O ranking é construído de acordo com a geração contabilizada individualmente pelo ativo cadastrado na CCEE e consolidado pelo agente proprietário.

Nas tabelas 3 e 4 observa-se a dinâmica do MRE, com relação à transferência de energia e ao balanço por submercado.

Tabela 3 – Transferência de energia no MRE (MWm)

Submercado	Déficit de energia no próprio submercado	Cobertura do déficit no próprio submercado	Excedente de energia para outros submercados	Total de sobra no próprio submercado
SUDESTE	-4.666,695	4.593,935	0,000	6.610,069
SUL	-1.026,274	881,004	0,000	4.014,214
NORDESTE	-926,456	153,875	0,000	337,922
NORTE	-4.683,302	340,522	0,000	340,522

Tabela 4 – Balanço de Energia no MRE

Balanço de Energia no MRE (MW médios)	
Diferença entre energia gerada e a garantia física ajustada no MRE	
SUDESTE	1.943,374
SUL	2.987,939
NORDESTE	-588,534
NORTE	-4.342,779

## 5. CONSUMO<sup>6</sup>

O consumo contabilizou **72.652 MW médios<sup>7</sup>** e apresentou queda de **-1,4%<sup>8</sup>** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **-8,5%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **11,1%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou queda de **-4,0%** e o ACL aumento de **3,1%**.

Tabela 5 – Evolução do consumo por submercado e ambiente de contratação (MW médios)<sup>9</sup>

Submercado	nov/23			nov/24			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	26.812	15.780	42.593	23.295	17.249	40.543	-13,1%	9,3%	-4,8%
S	7.371	4.854	12.225	7.463	5.472	12.935	1,3%	12,7%	5,8%
NE	8.712	3.135	11.848	8.132	3.529	11.662	-6,7%	12,6%	-1,6%
N	4.269	2.775	7.045	4.277	3.235	7.512	0,2%	16,6%	6,6%
Total SIN	47.165	26.545	73.710	43.168	29.484	72.652	-8,5%	11,1%	-1,4%

Na contabilização de novembro/2024, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de telecomunicações (**-5,8%**), bebidas (**-3,2%**) e serviços (**-1,1%**) apresentaram queda. Os maiores aumentos foram nos setores de minerais não-metálicos (**7,0%**), extração de minerais metálicos (**5,7%**), veículos (**5,7%**), manufaturados diversos (**4,9%**), saneamento (**4,6%**) e metalurgia e produtos de metal (**4,4%**).

<sup>6</sup>Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

<sup>7</sup>Sendo 61.935 MW médios participantes do rateio de perdas

<sup>8</sup>A exportação as exportações de 3,1 MW médios de novembro/23 e de 156,3 MW médios em novembro/24, o consumo do SIN registra queda de -1,2% enquanto o ACL avança 11,6%.

<sup>9</sup>Não inclui o consumo de geração de 96,06 MW médios para outubro/24

Gráfico 5 – Evolução mensal do consumo no ACL por ramo de atividade

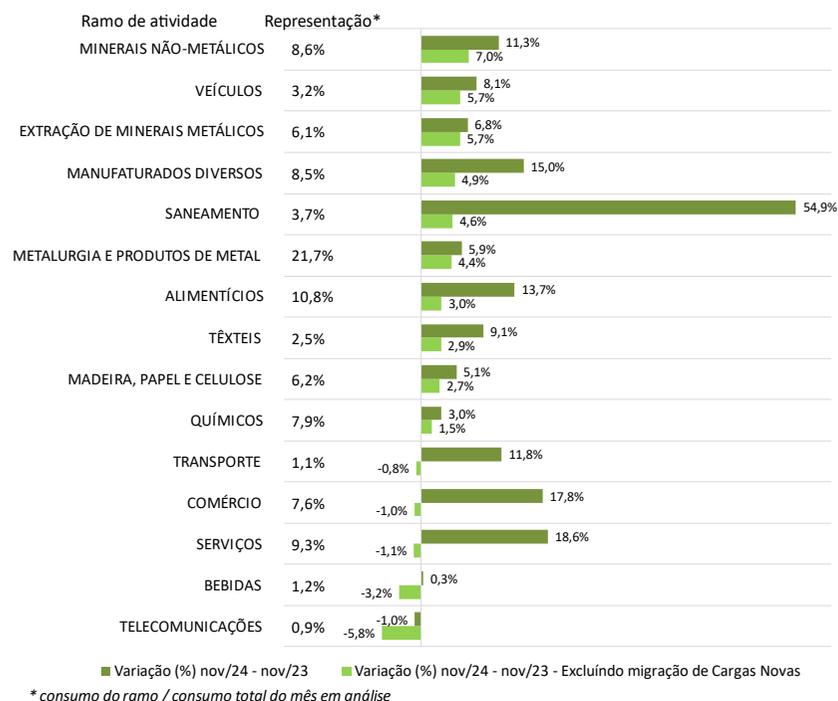
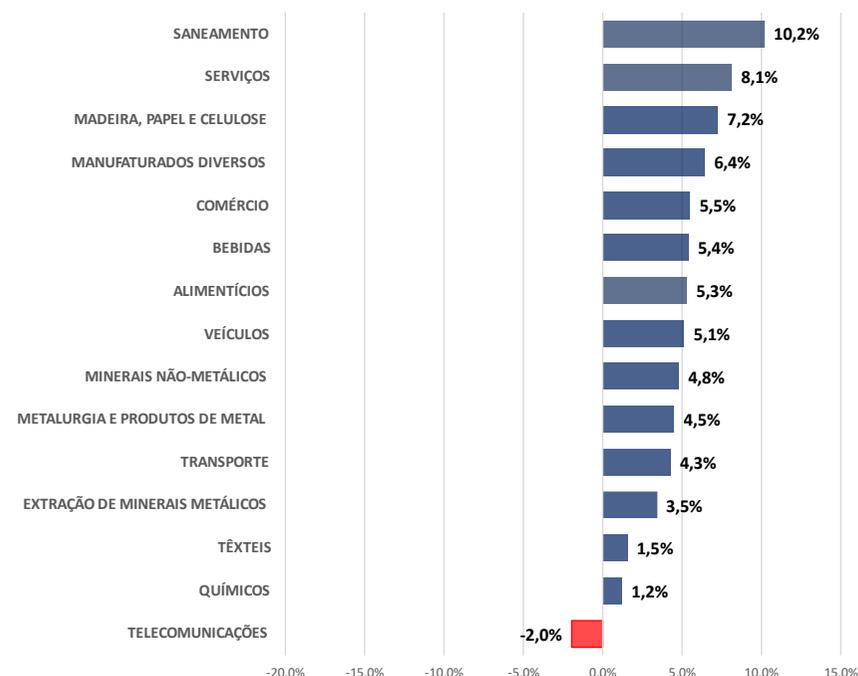


Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



O gráfico 6 traz o comportamento por ramo de atividade acumulado no ano, **expurgando o efeito da migração entre os ambientes de contratação**, com os setores de saneamento e serviços registrando os maiores aumentos e o setor de telecomunicações apresentando queda em 2024.

Nas tabelas 6 e 7 são listados os consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas na CCEE e com os maiores consumos de energia no mês<sup>10</sup>, enquanto na tabela 8 são apresentados, para os comercializadores varejistas, o maior número de unidades modeladas, o maior o consumo e os maiores agentes com representados na CCEE:

Tabela 6 – Consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas em novembro/24 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	SANEPAR	EMBASA
2º	ATACADAO	SANEPAR
3º	SABESP	CORSAN
4º	WMS SUPER	B2W CE
5º	COPASA	CUTRALE I
6º	HIPER MATEUS	ITAU CL5
7º	CAESB	BRADESCO
8º	IRMAOS GONCALVES CE	SESI-SP
9º	TRANSPETRO	VIAVAREJO
10º	SDB ALIMENTOS	SENAI-SP

Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em novembro/24 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ALBRAS	ASSAI ATACADISTA
2º	CVRD	EMBASA
3º	BRASKEM	CBD
4º	ARCELOR JF COM	COMPESA
5º	KLABIN PUMA	TELEFONICA
6º	SOUTH32	BRASIL TELECOM
7º	WHITE MARTINS	CENCOSUD BRASIL
8º	CSN SIDERURGIC	SUPER BH 001
9º	SABESP	CORSAN
10º	BRF	B2W CE

<sup>10</sup>A coluna de Consumidores Livres da tabela 6 foi atualizada, adotando como segundo critério de classificação o consumo em MWh.

Tabela 8 – Comercializadores varejistas com maior quantidade de representados, consumo e novas modelagens

Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês*
1º	CEMIG GERACAO	CEMIG GERACAO	ULTRAGAZ COM
2º	MATRIX COM	ULTRAGAZ COM	MATRIX COM
3º	EDP SMART	MATRIX COM	CEMIG GERACAO
4º	ULTRAGAZ COM	CPFL BRASIL VAREJISTA	CPFL BRASIL VAREJISTA
5º	SOLENERGIAS	ENEL TRADING	RAIZEN POWER
6º	CPFL BRASIL VAREJISTA	AES TIETE INTEGRA	SANTA MARIA ENERGIA
7º	2W	EDP SMART	ENEL TRADING
8º	ENEL TRADING	SOLENERGIAS	NERIA VAREJISTA
9º	AES TIETE INTEGRA	NC ENERGIA	NC ENERGIA
10º	COMERC POWER	ENGIE BR CVE	ENGIE BR CVE

\*Representa o número de novas UCs efetivas no mês.

Os gráficos 7, 8 e 9 decompõem os valores que impactaram o crescimento dos consumidores livres, especiais e comercializadores.

Gráfico 7 – Consumidores livres

Evolução do consumo de consumidores livres - MW médios

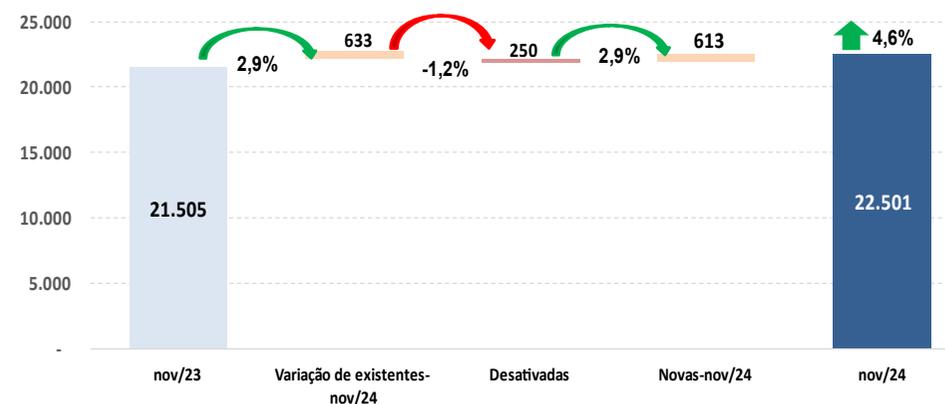


Gráfico 8 – Consumidores especiais

Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios

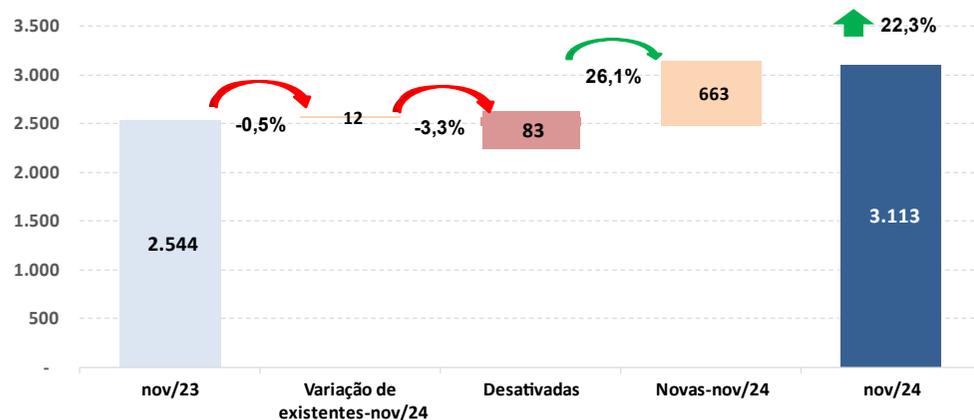


Gráfico 9 – Comercializadores varejistas

Evolução do consumo de comercializadores varejistas - MW médios

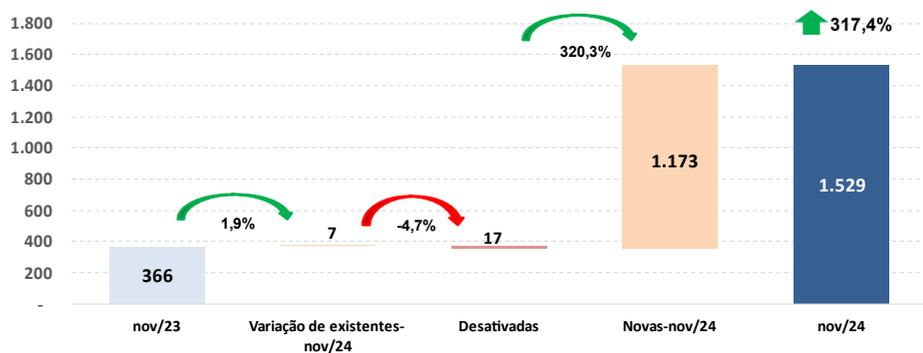
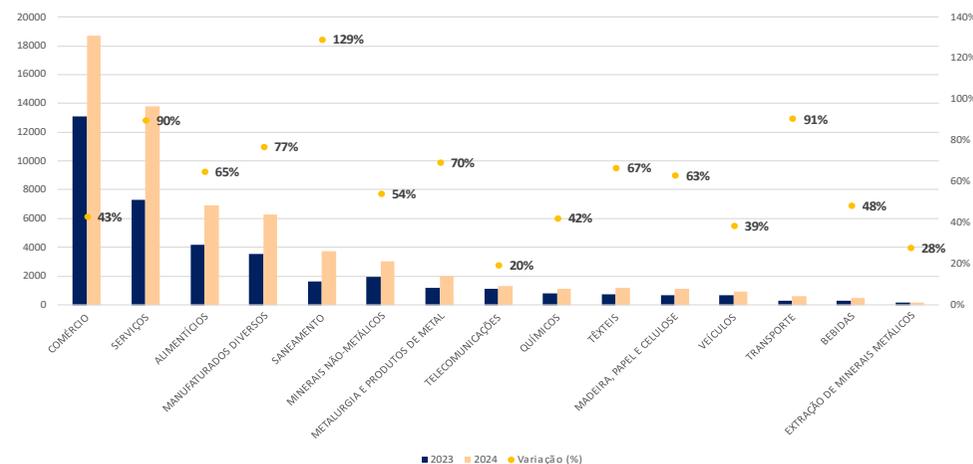
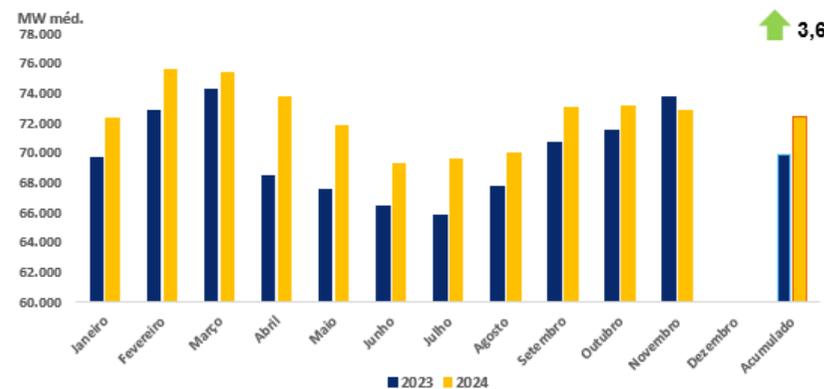


Gráfico 10 – Migração por ramo de atividade por quantidade de cargas modelados



No Gráfico 11, observa-se o comportamento do consumo mensal, em relação ao mesmo período do ano anterior, e o acumulado no ano.

Gráfico 11 – Comparativo de consumo acumulado no ano



O Gráfico 10 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de novembro em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (129%), seguido por transporte (91%).

No ano, o consumo apresenta alta de 3,6%, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de 4,0%

## 6. CONTRATOS

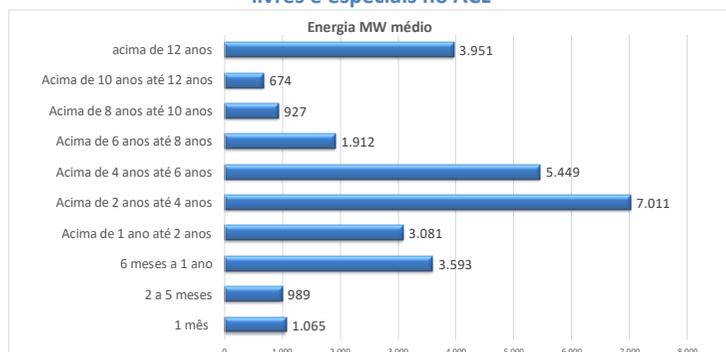
Foram transacionados cerca de **219.198 MW médios**, sendo que **78%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 9.

Tabela 9 – Contratação por classe e tipo de contrato (em MW médios)

Classe	CCEAL	CCEAR-D	CCEAR-Q	CCEN	CCGF	Itaipu	PROINFA	CBR	CCEAR-C	CEE	Total
Autoprodutor	2.906	-	-	-	-	-	16	-	-	-	2.921
Comercializador	117.382	-	-	-	-	-	34	-	-	-	117.417
Consumidor Especial	3.375	-	-	-	-	-	69	-	-	-	3.444
Consumidor Livre	25.276	-	-	-	-	-	408	46	-	-	25.730
Distribuidor	-	13.501	13.852	1.531	7.262	5.741	782	2.993	2.171	-	47.833
Gerador	2.192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.192
Produtor Independente	19.507	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.507
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155	155
<b>Total</b>	<b>170.638</b>	<b>13.501</b>	<b>13.852</b>	<b>1.531</b>	<b>7.262</b>	<b>5.741</b>	<b>1.309</b>	<b>3.039</b>	<b>2.171</b>	<b>155</b>	<b>219.198</b>

No gráfico 12, a classificação da duração considera todo o período do contrato, independentemente do tempo já transcorrido. Nota-se que o montante contratado é maior no período de 2 a 4 anos.

Gráfico 12 – Duração e montante (MW médios) dos contratos<sup>11</sup> CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL



A tabela 10 apresenta os comercializadores com os maiores montantes de energia contratada no mês.

Tabela 10 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

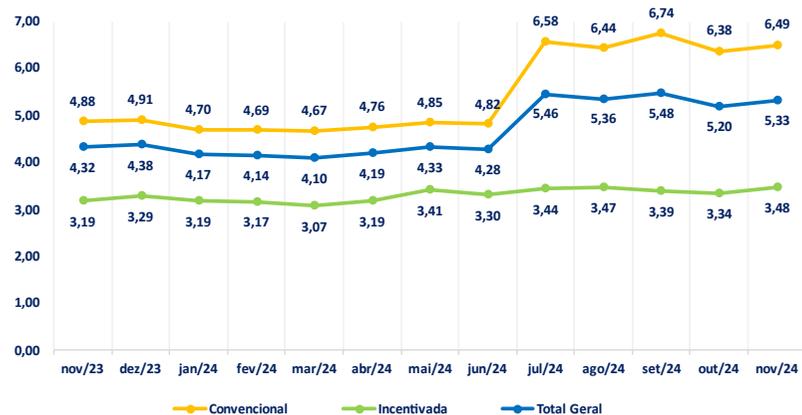
Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
2º	SANTANDER COM	SANTANDER COM
3º	RAIZEN POWER	RAIZEN POWER
4º	AUREN	AUREN
5º	ENEVA	ENEVA
6º	MATRIX COM	ENEL TRADING
7º	ENEL TRADING	MATRIX COM
8º	COPEL COM	COPEL COM
9º	EDP C	EDP C
10º	COMERC ENERGIA SA	COMERC ENERGIA SA

<sup>11</sup> A duração considera todo o período do contrato, independente da data de início e fim de suprimento e os montantes verificados no mês de referência

## 7. LIQUIDEZ

O índice de liquidez apresentado neste boletim fundamenta-se no princípio da rotatividade, comumente empregado em mercados de energia, tendo como base a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido. No mercado livre de energia elétrica, considera-se como volume transacionado o total de energia negociada pelos agentes do ACL e como volume consumido o total de contratos de compra realizados pelos consumidores livres, especiais e autoprodutores.

Gráfico 13 – Índice de Rotatividade 2023/2024



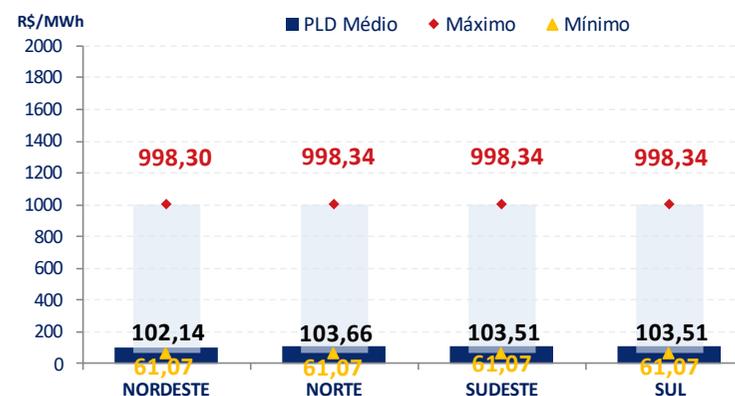
Comparado com o mês anterior (out/24), o índice apresenta um aumento de **2,6%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (nov/23), o índice geral apresenta um aumento de **23,4%**.

## 8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 1,177 bilhões** correspondentes a **15.195 MW médios**, que representa **20,9%** do consumo.

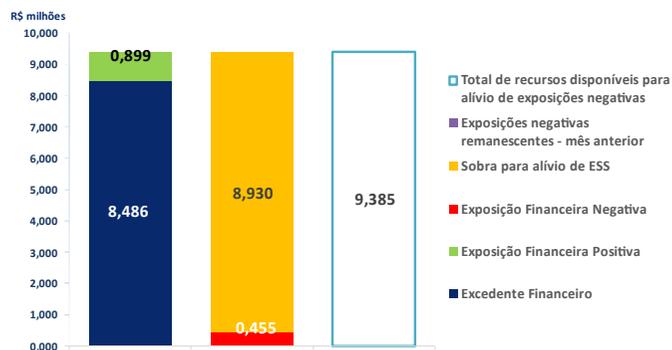
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou queda de **-78,20%** em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$103,20** em novembro.

Gráfico 14 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



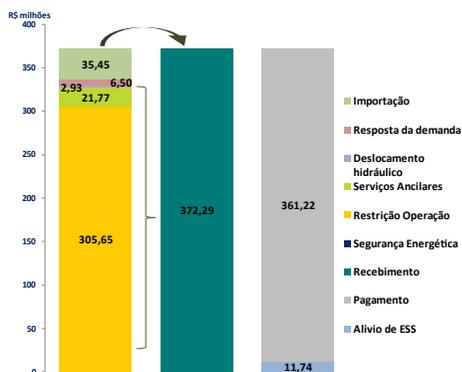
A diferença de preços entre os submercados resultou em Excedente Financeiro. O montante de exposição positiva e os excedentes financeiros foram suficientes para aliviar os montantes de exposição negativa e para os ESS, conforme Gráfico 15.

Gráfico 15 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (**R\$ 372,29 milhões**), **82,10%** (305,65 milhões) foi devido a restrição da operação, **9,52%** (35,45 milhões) foi devido a encargo de importação, **5,85%** (21,77 milhões) foi devido a serviços ancilares, **1,74%** (6,50 milhões) de resposta da demanda e **0,79%** (2,93 milhões) de deslocamento hidráulico. Houve **R\$ 11,74 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 16 – Encargos de Serviços de Sistema



## 9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 15.996 agentes totalizou **R\$ 2,64 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de R\$ 1,32 bilhão. Do valor não pago, R\$ 1,10 bilhão está relacionado às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês) e R\$ 182,10 milhões correspondem a parcelamentos. Além disso, R\$ 38 milhões referem-se a inadimplências.

## 10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em outubro de 2024. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	nov/24
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 1.302.481.076,84
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.431.127.794,90
Fundo de garantia	R\$ 140.402.355,36
Encargo	R\$ 137.742.516,31
Saldo CONER	R\$ 131.749.546,14

### Proinfa:

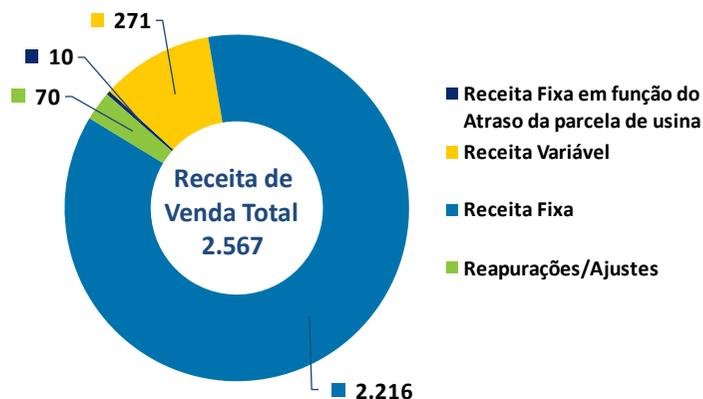
- ✓ 1.095 MW médios gerados
- ✓ 1.267 MW médios de garantia física
- ✓ 1.309 MW médios em contratos

### Cotas:

- ✓ R\$ 383,05 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 908,05 milhões liquidados em cotas de garantia física

Os valores pagos decorrentes da venda dos leilões de disponibilidade no ACR são apresentados no gráfico 17.

Gráfico 17 – Valores Pagos de Receita de Venda dos Leilões de disponibilidade no ACR (em milhões R\$)



## 11. PENALIDADES

A tabela 12 apresenta os preços de referência para o cálculo da penalidade de insuficiência de lastro de energia para o histórico de 12 meses anteriores ao mês de referência.

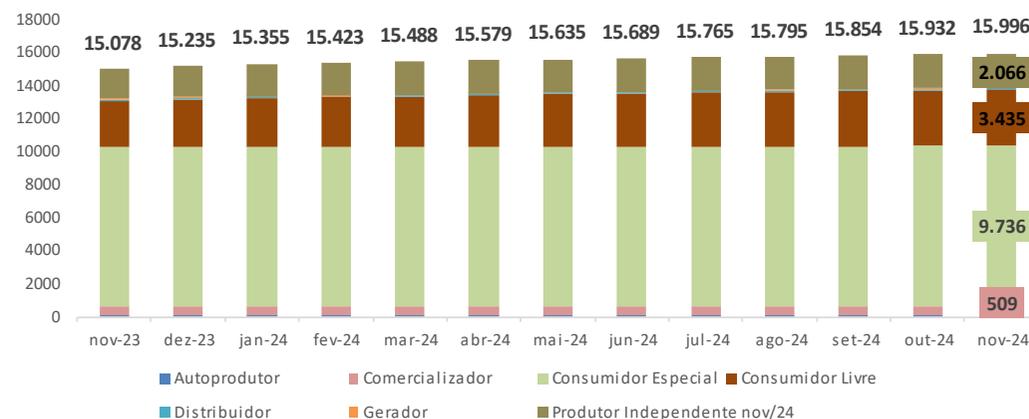
Tabela 12 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	nov/24
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	181,53
Por Insuficiência de Energia Não Especial	181,53
Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização	108,90
Valor de Referência	181,53

## 12. AGENTES

O gráfico 18 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **6,1%** em relação a novembro de 2024, com um total de 918 novos agentes. O número de consumidores livres aumentou 20,8%, enquanto o número de consumidores especiais cresceu 0,9%.

Gráfico 18 – Agentes aderidos na CCEE por classe



# DEFINIÇÕES DOS PROCESSOS



## Lista de termos:

- ✓ **MRE** – Mecanismo de Realocação de Energia
- ✓ **CCEAR** – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
- ✓ **CONER** – Conta de Energia de Reserva
- ✓ **RRV** – Reajuste de Receita de Venda
- ✓ **CCGF** – Contrato de Cotas de Garantia Física
- ✓ **CCEN** – Contrato de Cotas de Energia Nuclear



## Prazos para divulgação dos resultados dos processamentos:

- ✓ Contabilização: até MS+21
- ✓ Liquidação do MCP: até MS + 26 d.u. (débito) e MS + 27 d.u. (crédito)

- MS: Mês seguinte
- d.u.: dias úteis

## 13. GLOSSÁRIO

**MRE** – Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do SIN, por meio do despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

**CCEAR por Disponibilidade (CCEAR D)** - Os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos compradores ou vendedores e eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas, são assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

**CCEAR por Quantidade (CCEAR Q)** - Os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos vendedores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados são assumidos pelo comprador.

**CCEAR por Cessão (CCEAR C)** - Transferência, por meio de Termos de Cessão, de direitos e obrigações inerentes aos montantes de energia elétrica de contratos regulados (CCEARs) do agente cedente para outro agente cessionário, proporcionalmente à sua energia contratada.

**Cotas de Garantia física (CCGF)** - As hidrelétricas que se enquadram nos critérios adotados na Lei 12.783/13 têm a totalidade de sua garantia física alocada, por meio de cotas, às distribuidoras de energia elétrica do SIN, e recebem remuneração por tarifa regulada pela Aneel.

**Cotas de energia nuclear (CCEN)** – Regime de distribuição, em cotas, da energia elétrica proveniente das usinas nucleares de Angra I e II para atendimento do mercado das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, sendo rateado entre as mesmas o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia nuclear.

**Cessão** – Os Contratos de Cessão são aqueles que permitem a cessão de energia e potência limitada à quantidade e ao prazo final do contrato original de compra e venda de energia elétrica a preço livremente negociados entre os agentes vendedores e compradores, tendo como cedente Consumidor Livre ou Consumidor Especial e como cessionário Consumidor Livre, Consumidor Especial ou Agente Vendedor.

**Valor de Referência (VR)** - Média dos preços dos leilões de energia nova A-3 e A-5, ponderada pela energia contratada em cada leilão. Representa o valor limite que pode ser repassado aos consumidores cativos pelos agentes de distribuição em função da contratação de energia elétrica, sendo um dos possíveis valores aplicados na valoração das penalidades de energia.

**CONER** – A Conta de Energia de Reserva é uma conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de energia de reserva.

**RRV** – A CCEE é responsável por realizar os reajustes das receitas fixas e variáveis dos contratos regulados por disponibilidade (CCEARs-D) de acordo com as regras estipuladas pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pelos próprios CCEARs resultantes de cada leilão. Os reajustes serão realizados para os contratos regulados firmados na modalidade por disponibilidade a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE). Além destes, o RRV promove reajustes para os CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, além das receitas das usinas comprometidas com Leilões de Energia de Reserva (LER).

**Excedente financeiro** – A soma dos valores pagos em decorrência da diferença de preços entre os submercados, por conta das restrições de intercâmbio de energia. Este é um resultado do mercado e não de um agente em específico.

**Média de Longo Termo (MLT)** - A MLT é média de energia natural afluyente calculada com base em uma série histórica desde 1931. Esta média ligada à quantidade de chuvas que alimenta a vazão dos rios que suprem os reservatórios das hidrelétricas.