

## 1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **novembro de 2025** 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 **2,1%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **71.406 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

**(-) Temperatura:** Na comparação com o mesmo mês de 2024, novembro/25 registrou temperaturas inferiores na região Sul (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) e nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Mato Grosso do Sul, Pará e Maranhão. O destaque foram as temperaturas reduzidas na região Sul, impactando diretamente no consumo da região ante o ano anterior. Esse comportamento vem sendo observado desde fevereiro de 2025, com a ocorrência frequente de avanços de massas de ar frio sobre as regiões Sul e Sudeste, resultando em uma sequência de meses com temperaturas abaixo da média histórica e inferiores às registradas em 2024.

**(-) Economia:** Em novembro/25 o setor industrial recuou 1,2% em relação a nov/24, segundo a pesquisa indústria mensal – PIM do IBGE. Entretanto, setores intensos no consumo de energia elétrica apresentaram crescimento da produção na mesma comparação, casos da indústria extrativa (4,6%) e produtos alimentícios (4,0%).

Neste mês, o ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de **5,8%** e o ambiente de comercialização livre (ACL), crescimento de **3,3%**.

No período analisado, não foram registradas exportações em novembro/2025 e apenas 156,3 MW médios foram exportados no mesmo mês do ano anterior. Desconsiderando as exportações o ACL avança 3,9% e o SIN não sofre alterações (-1,8%). Houve 8,6 MW médios de importações no período de novembro/2025, enquanto em novembro/2024 houve 116,9 MW médios de importação.



O Consumo/Geração atingiu **71.406 MW médios**



Aumento de **36,7%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **39.304 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **65,74%**



Aumento de **11,5%** na geração das usinas fotovoltaicas



**239.266 MW médios** de contratos transacionados



**16.364** agentes participaram da contabilização



Contabilizados **17.086 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 112,1 milhões**



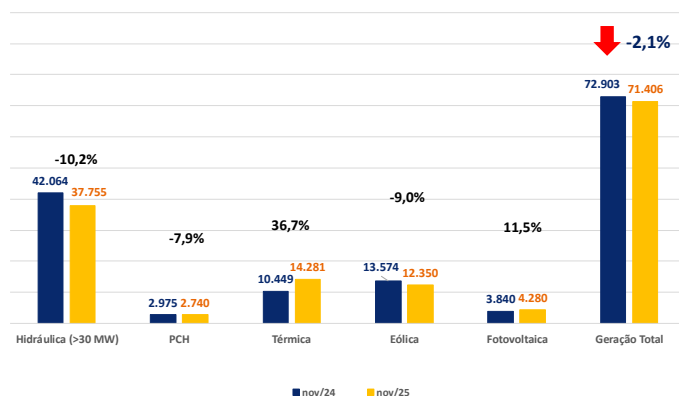
O total a liquidar foi de **R\$ 2,83 bilhões**

<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 **71.406 MW médios<sup>3</sup>**, montante **2,1%** 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 térmicas (**36,7%**), fotovoltaicas (**11,5%**), enquanto houve retração para as PCHs (**-7,9%**), eólicas (**-9,0%**) e as grandes hidráulicas (**-10,2%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2025, a geração está praticamente estável com queda de **0,3%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses cai **0,5%**.

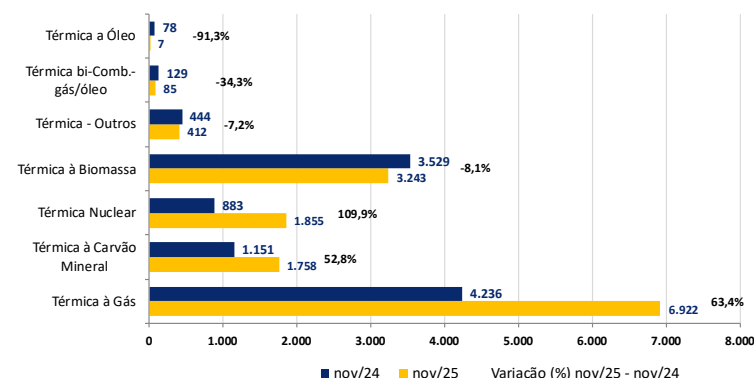
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou queda de **10,1%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	nov/25	nov/24	Variação (%) nov/25 - nov/24
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	33.028	35.111	-5,9%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	4.641	6.882	-32,6%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	86	71	20,4%
<b>Subtotal</b>	<b>37.755</b>	<b>42.064</b>	<b>-10,2%</b>
PCH participantes do MRE não cotas	1.628	1.875	-13,2%
PCH participantes do MRE cotas	11	19	-42,9%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	1.102	1.082	1,8%
<b>Subtotal</b>	<b>2.740</b>	<b>2.975</b>	<b>-7,9%</b>
<b>Total</b>	<b>40.495</b>	<b>45.039</b>	<b>-10,1%</b>

O Gráfico 2 ilustra a comparação da geração das usinas térmicas, em relação ao mesmo período do ano anterior, detalhando a queda apresentada no Gráfico 1. Destaque-se a queda da térmica à biomassa (**-8,1%**) e os aumentos da térmica à carvão mineral (**52,8%**), térmica à gás (**63,4%**) e térmica nuclear (**109,9%**).

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 58.658 MW médios participantes do rateio de perdas

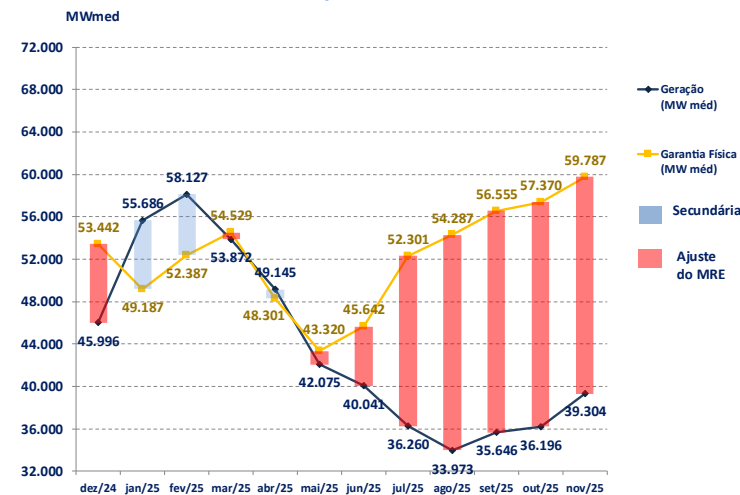
<sup>4</sup> Em novembro/2025, não houve exportação e importação foi de 8,6 MW médios.

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

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

Posição	Agente
1º	ENBPARG
2º	ENGIE BR GER
3º	ELETRONORTE
4º	ELETROBRAS-G
5º	CHESF
6º	REPESA
7º	ELETRONUCLEAR
8º	COPEL GET
9º	UTE GNA II
10º	SANTO ANTONIO

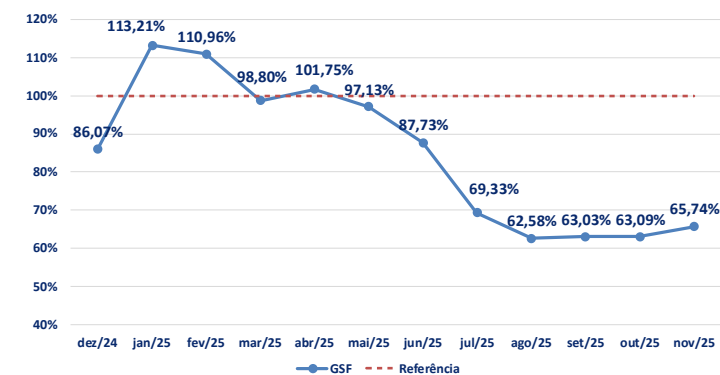
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



#### 4. MRE

A geração das usinas participantes do MRE apresentou queda de **10,4%** 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 **65,74%** (Gráfico 4). Em 2025 o fator de ajuste médio do MRE é de **83,55%**

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	-4.790,830	4.385,872	0,000	5.012,877
SUL	-709,623	708,662	0,000	4.438,135
NORDESTE	-915,585	156,264	0,000	189,188
NORTE	-3.685,177	461,015	0,000	461,015

**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	222,047
SUL	3.728,511
NORDESTE	-726,397
NORTE	-3.224,162

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

O consumo contabilizou **71.312 MW médios<sup>7</sup>** e apresentou retração de **1,8%<sup>8</sup>** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **5,8%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **3,9%** sem considerar os efeitos da exportação.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou baixa de **2,6%** e o ACL estabilidade em **-0,7%**.

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

Submercado	nov/24			nov/25			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	23.295	17.249	40.543	22.026	17.841	39.867	-5,4%	3,4%	-1,7%
S	7.463	5.472	12.935	6.236	5.595	11.831	-16,4%	2,2%	-8,5%
NE	8.132	3.529	11.662	8.007	3.683	11.690	-1,5%	4,4%	0,2%
N	4.277	3.235	7.512	4.411	3.514	7.924	3,1%	8,6%	5,5%
Total SIN	43.168	29.484	72.652	40.680	30.632	71.312	-5,8%	3,9%	-1,8%

Na contabilização de novembro/2025, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de madeira, papel e celulose **(-8,7%)**, telecomunicações **(-7,8%)** e químicos **(-7,6%)** apresentaram as maiores retrações. Os maiores aumentos foram nos setores de extração de minerais metálicos **(10,8%)**, alimentícios **(3,4%)** e serviços **(1,2%)**.

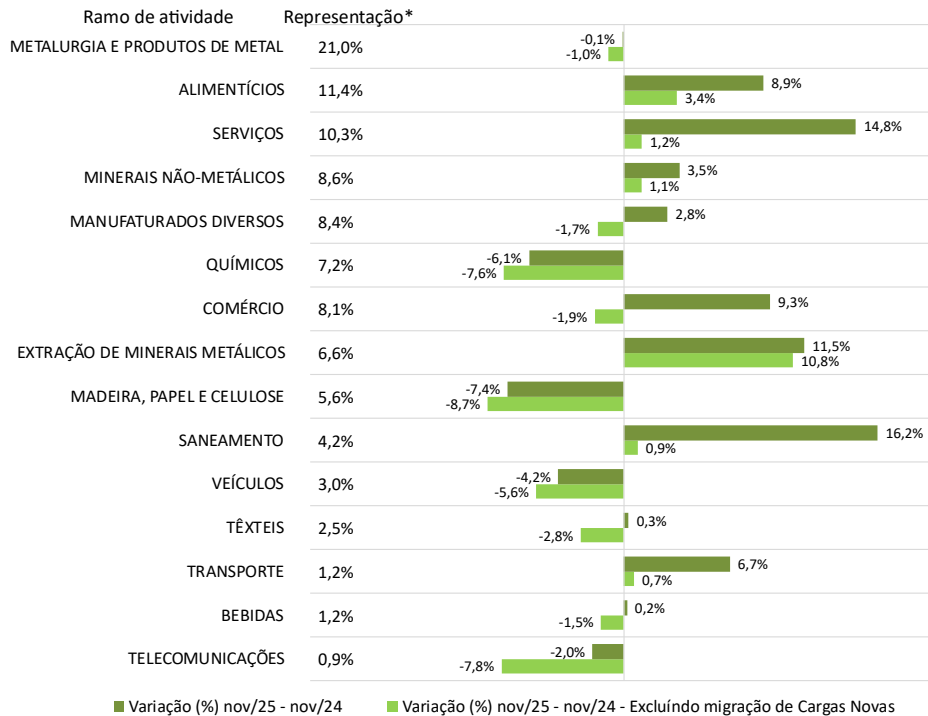
<sup>6</sup>Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

<sup>7</sup>Sendo 61.524 MW médios participantes do rateio de perdas

<sup>8</sup> Não houve exportação de energia em novembro/2025 e em novembro/2024 foi registrado 156,3 MW médios. Ao considerar estas exportações o SIN retraiu -2,1% e o ACL cresce 3,3%.

<sup>9</sup> Não inclui o consumo de geração de 93,70 MW médios para novembro/2025

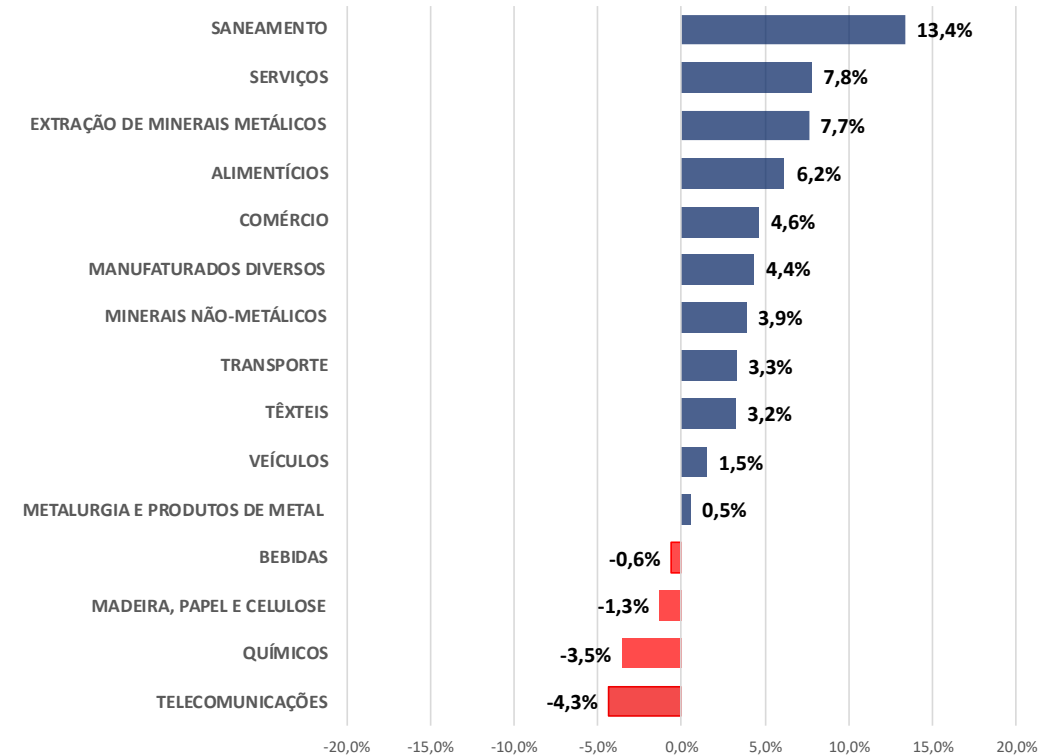
Gráfico 5 – Evolução mensal do consumo no ACL por ramo de atividade



■ Variação (%) nov/25 - nov/24 ■ Variação (%) nov/25 - nov/24 - Excluindo migração de Cargas Novas

\* consumo do ramo / consumo total do mês em análise

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 serviço registrando os maiores aumentos em 2025.

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/25 na CCEE**

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	CUTRALE ENERGIA TRADING	SANEPAR
2º	SABESP	BRADESCO
3º	WMS SUPER	SABESP
4º	ATACADAO	CORSAN
5º	SANEPAR	CLARO
6º	HIPER MATEUS	AGUAS GUARIROBA
7º	SDB ALIMENTOS	SMARTFIT
8º	MUFFATO	MAGAZINE LUIZA
9º	VILLAGE 01	CAGEPA
10º	WHITE MARTINS	C VALE COOP AGROINDUSTRIAL

**Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em novembro/25 na CCEE**

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ALBRAS	ASSAI ATACADISTA
2º	CVRD	EMBASA
3º	ARCELOR JF COM	COMPESA
4º	BRASKEM	CBD
5º	SOUTH32	SANEPAR
6º	KLABIN PUMA	SABESP
7º	SABESP	TELEFONICA
8º	WHITE MARTINS	CORSAN
9º	ALUNORTE	SUPER BH 001
10º	BRF	VTAL

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

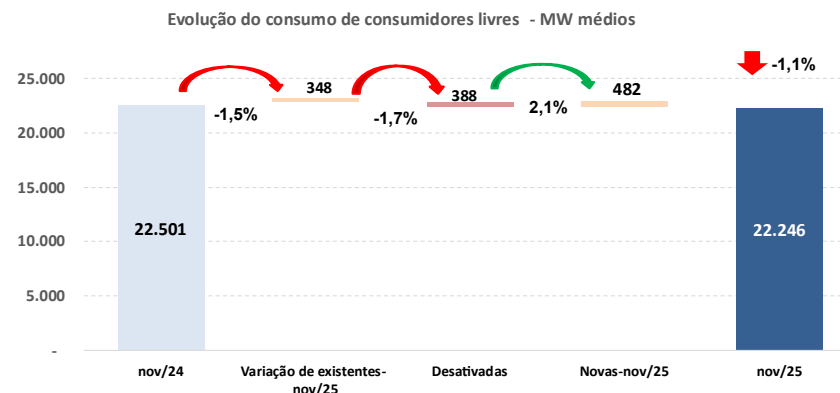
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês*
1º	CEMIG GERACAO	CEMIG GERACAO	ULTRAGAZ COM
2º	MATRIX COM	ULTRAGAZ COM	RAIZEN POWER
3º	ULTRAGAZ COM	MATRIX COM	MATRIX COM
4º	EDP SMART	RAIZEN POWER	NC ENERGIA
5º	CPFL BRASIL VAREJISTA	CPFL BRASIL VAREJISTA	GUD COM
6º	SOLENERGIAS	NC ENERGIA	AUREN
7º	RAIZEN POWER	ENEL TRADING	CEMIG GERACAO
8º	ENEL TRADING	ENGIE BR CVE	ECOM - V
9º	NC ENERGIA	SOLENERGIAS	MERCATTO COM
10º	ENGIE BR CVE	EDP SMART	ENGIE BR CVE

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

\*Inclui as migrações via API.

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

**Gráfico 7 – Consumidores livres**



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

Gráfico 8 – Consumidores especiais

Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios

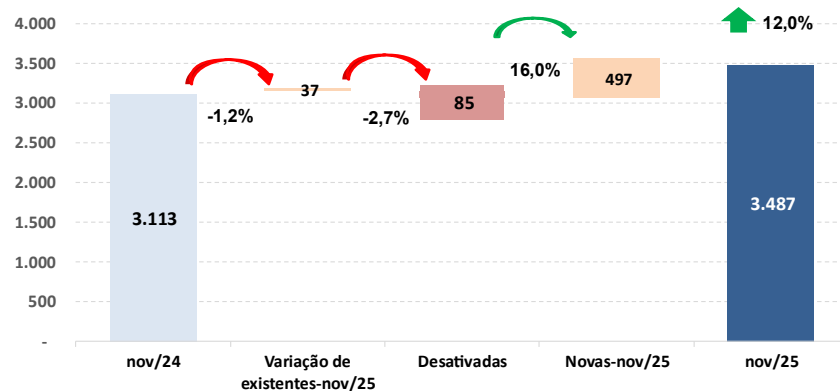
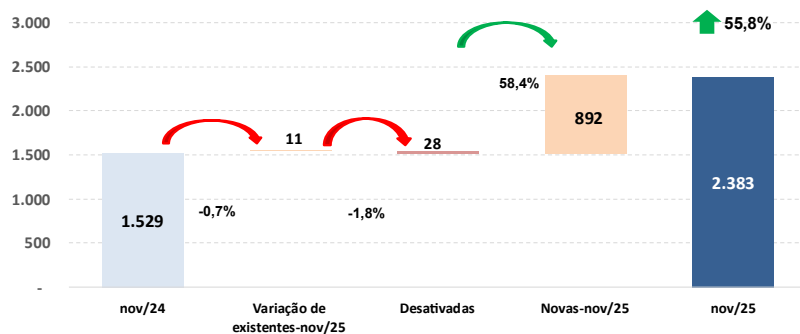


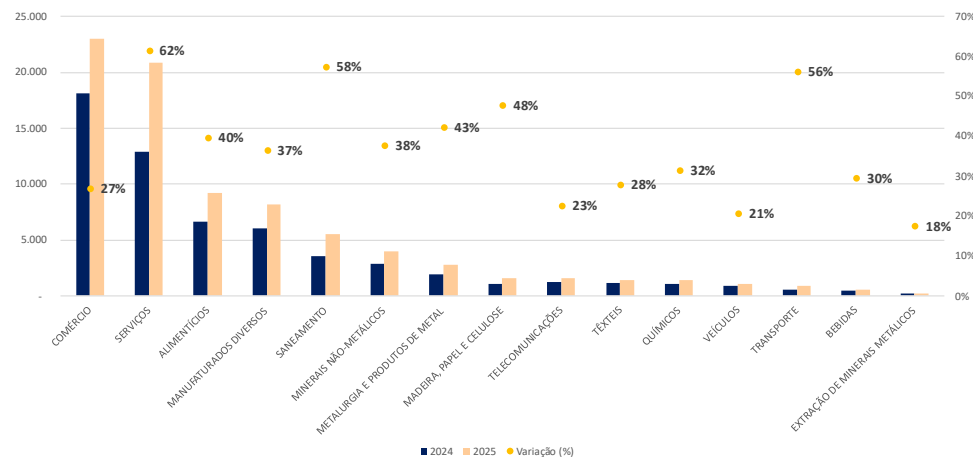
Gráfico 9 – Comercializadores varejistas

Evolução do consumo de comercializadores varejistas - MW médios



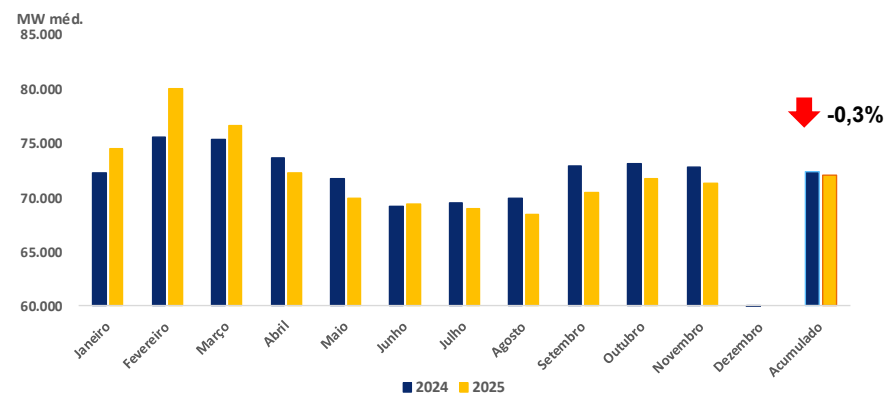
O Gráfico 10 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de novembro em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de serviços (**62%**), seguido por saneamento (**58%**).

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



No ano, o consumo apresenta oscilação negativa de **0,3%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou queda de **0,9%**

## 6. CONTRATOS

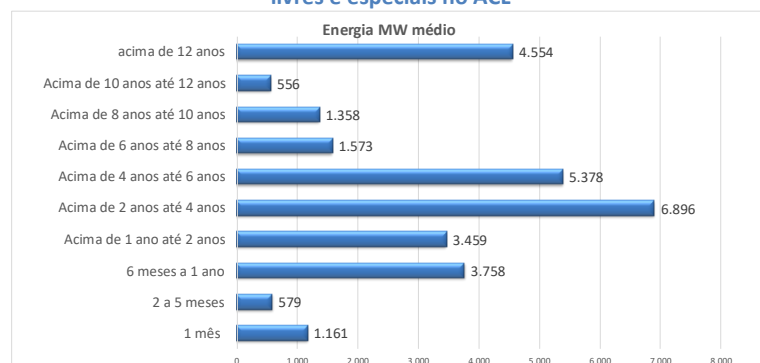
Foram transacionados cerca de **239.266 MW médios**, sendo que **80%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 9.

**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	3.613	-	-	-	-	-	19	-	-	-	3.632
Comercializador	134.407	-	-	-	-	-	60	-	-	-	134.468
Consumidor Especial	3.685	-	-	-	-	-	81	-	-	-	3.766
Consumidor Livre	25.586	-	-	-	-	-	418	8	-	-	26.012
Distribuidor	-	13.887	15.510	1.520	6.020	5.614	788	2.057	2.842	-	48.238
Gerador	3.324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.324
Produtor Independente	19.827	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.827
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>190.442</b>	<b>13.887</b>	<b>15.510</b>	<b>1.520</b>	<b>6.020</b>	<b>5.614</b>	<b>1.367</b>	<b>2.065</b>	<b>2.842</b>	<b>-</b>	<b>239.266</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	AUREN	AUREN
4º	ENEVA	ENEVA
5º	RAIZEN POWER	RAIZEN POWER
6º	XP COMERCIALIZADORA	XP COMERCIALIZADORA
7º	COMERC ENERGIA SA	ENEL TRADING
8º	ENEL TRADING	COMERC ENERGIA SA
9º	COPEL COM	COPEL COM
10º	CASA DOS VENTOS COM	CASA DOS VENTOS COM

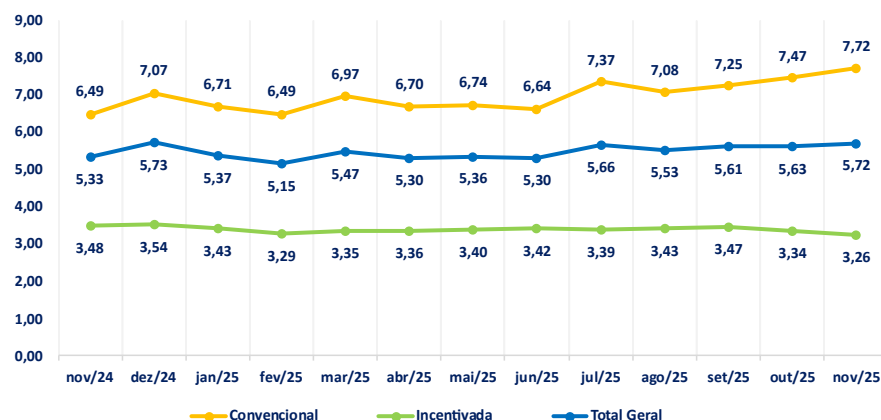
<sup>11</sup> A duração considera todo o período do contrato, independente da data de início e fim de suprimento e os montantes verificados no mês de referência



## 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 2024/2025



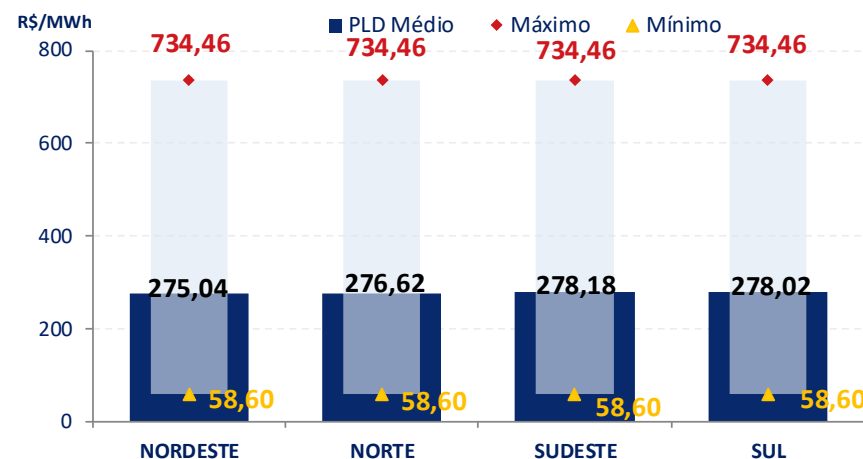
Comparado com o mês anterior (out/2025), o índice apresenta alta de **1,5%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (nov/2024), o índice geral apresenta um aumento de **7,2%**.

## 8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 3,276 bilhões** correspondentes a **17.086 MW médios**, que representa **24,0%** do consumo.

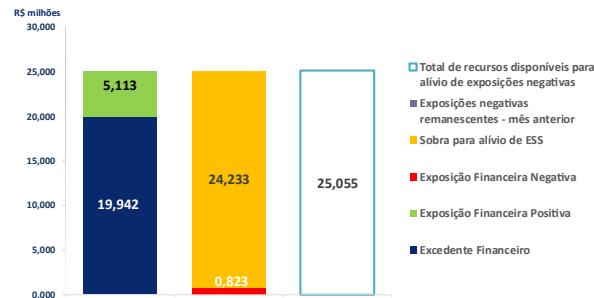
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou queda de **14,43%** em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$276,96** em outubro.

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\$ 112,08 milhões**), **40,9%** (45,75 milhões) foi devido a restrição da operação, **22,4%** (25,11 milhões) de suporte de reativo, **19,8%** (22,18 milhões) de deslocamento hidráulico de perfis de geração, **7,0%** (7,87 milhões) de outros serviços ancilares de perfis de geração, **5,0%** (5,66 milhões) por Resposta da Demanda Disponibilidade e **4,9%** (5,47 milhões) de deslocamento hidráulico de perfis de consumo. Houve **R\$ 85,28 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Tabela 11 – Encargos de Serviços de Sistema

nov/25	%	R\$ milhões
<b>Total de Encargos</b>		<b>112,08</b>
<b>Consumo</b>		<b>5,47</b>
Deslocamento Hidráulico Consumo	4,9%	5,47
Outros Serviços Ancilares Consumo	0,0%	0,00
<b>Geração</b>		<b>100,95</b>
Restrição de Operação	40,9%	45,78
Segurança Energética	0,0%	0,00
Suporte de Reativo	22,4%	25,11
Outros Serviços Ancilares Geração	7,0%	7,87
Deslocamento Hidráulico Geração	19,8%	22,18
Reserva de Potência Operativa	0,0%	0,00
Importação	0,0%	0,00
<b>Demais encargos</b>		<b>5,66</b>
Resposta da Demanda	0,0%	0,00
Resposta da Demanda Disponibilidade	5,0%	5,66
<b>Montante de Encargos Aliviados</b>		<b>85,28</b>
<b>Total de Encargos Pago</b>		<b>27,24</b>

## 9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 16.364 agentes totalizou **R\$ 2,834 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de **R\$2,48 bilhões**. Os valores não pagos somaram R\$ 354,38 milhões.

## 10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em novembro de 2025. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 12 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	nov/25
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 603.782.163,41
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.391.719.188,95
Fundo de garantia	R\$ 136.664.865,49
Encargo	R\$ 752.397.011,14
Saldo CONER	R\$ 172.658.215,74

### Proinfa:

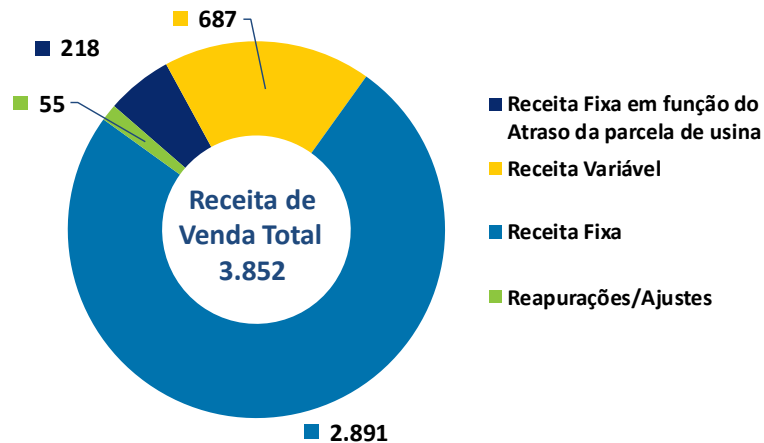
- ✓ 918 MW médios gerados
- ✓ 1.154 MW médios de garantia física
- ✓ 1.367 MW médios em contratos

### Cotas:

- ✓ R\$ 345,80 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 845,40 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 16 – 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.

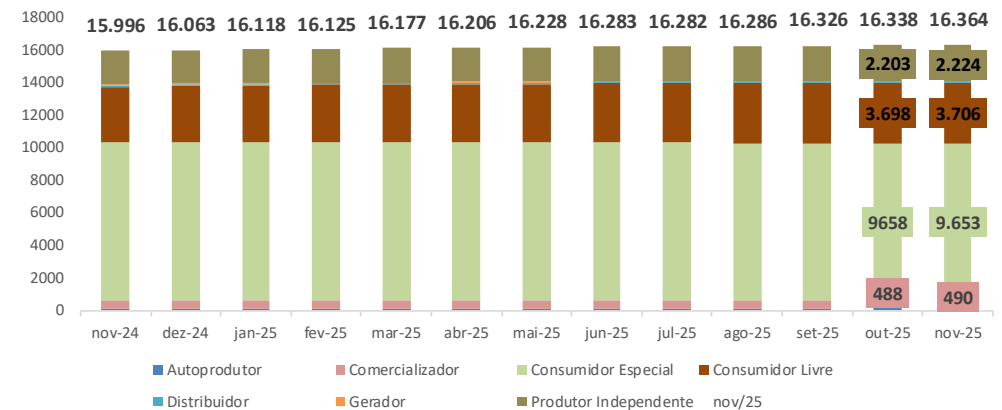
Tabela 13 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	nov/25
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	231,47
Por Insuficiência de Energia Não Especial	231,47
Valor de Referência	231,47

## 12. AGENTES

O gráfico 18 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **2,3%** em relação a novembro de 2024, com um total de 368 novos agentes. O número de consumidores livres aumentou 7,9%, enquanto o número de consumidores especiais caiu 0,9% e o de agentes comercializadores caiu 3,7%.

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 afluenta 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.