

1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **novembro de 2023** 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 EXECUTIVO¹

No mês de novembro, o consumo e a geração de energia apresentaram alta de **11,0%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **73.815 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade e considerando exportação).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(+) Temperatura: novembro de 2023 foi marcado por um cenário característico do fenômeno El Niño em curso, anomalias positivas de precipitação no Sul e negativa na faixa norte do país. As temperaturas mantiveram a tendência verificada em setembro de 2023 (mês anterior), com valores acima da média histórica na maior parte do país e superior ao verificado no mesmo período em 2022, impactando diretamente no consumo na maioria dos estados. Foram observadas temperaturas acima da média na maior parte do país, com exceção dos estados do RS, SC, parte do PR.

(+) Economia: a produção industrial cresceu 1,3% em relação a novembro/2022. Os destaques negativos ficaram para produção de produtos farmoquímicos e farmacêuticos (-10,2%) e veículos automotores, reboques e carrocerias (-3,1%). Do lado positivo, destaque para indústrias extrativas (3,4%), produtos alimentícios (2,8%), bebidas (2,8%) e produtos de minerais não metálicos (2,3%).

(-) Exportação: Em novembro de 2023, houve exportação de 3,1 MW médios, enquanto no mesmo mês de 2022 foram exportados 376,5 MW médios. Ao considerar apenas a geração e consumo interno (sem exportação) o valor total foi de 73.710 MW

médios em novembro/23, um aumento de 11,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

O ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou avanço de 12,9% e o ambiente de comercialização livre (ACL), alta de 9,4%.



O Consumo/Geração atingiu **73.815 MW médios**



Queda de **-23,2%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **49.216 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **83,05%**



Aumento de **88,7%** na geração das usinas fotovoltaicas



182.557 MW médios de contratos transacionados



15.078 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **13.585 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 384,4 milhões**



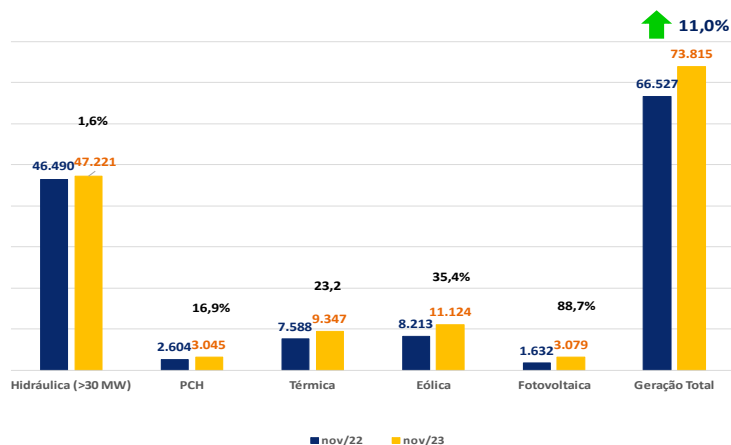
O total a liquidar foi de **R\$ 2,13 bilhões**

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

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **73.815 MW médios³**, montante **11,0%** maior em relação ao mesmo mês do ano passado⁴. No gráfico 1, observa-se a comparação da variação da geração por tipo de fonte de energia. Os maiores aumentos foram das fotovoltaicas (**88,7%**), eólicas (**35,4%**), térmicas (**23,2%**), PCH's (**16,9%**) e grandes hidráulicas (**1,6%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2023, a geração cresceu **3,9%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **3,6%**.

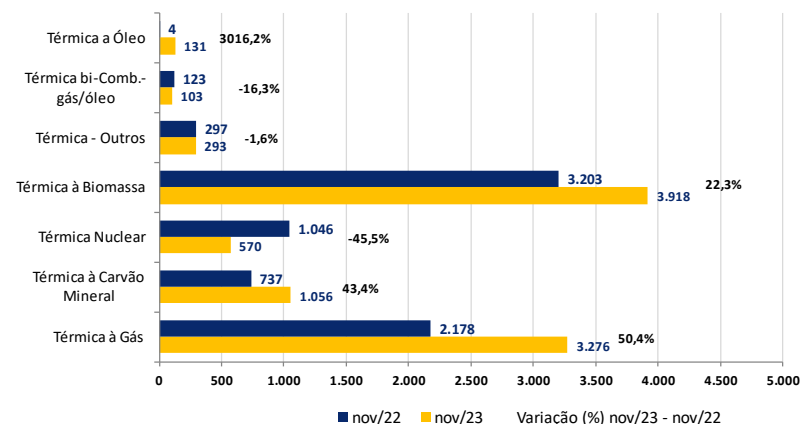
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou crescimento de **2,4%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	nov/23	nov/22	Variação (%) nov/23 - nov/22
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	38.278	36.679	4,4%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	8.882	9.735	-8,8%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	60	76	-21,2%
Subtotal	47.221	46.490	1,6%
PCH participantes do MRE não cotas	2.054	1.645	24,9%
PCH participantes do MRE cotas	4	25	-83,5%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	987	935	5,6%
Subtotal	3.045	2.604	16,9%
Total	50.266	49.094	2,4%

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 as altas das térmicas à Gás (**50,4%**) e térmicas à carvão mineral (**43,4%**).

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



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

³ Sendo 59.872 MW médios participantes do rateio de perdas

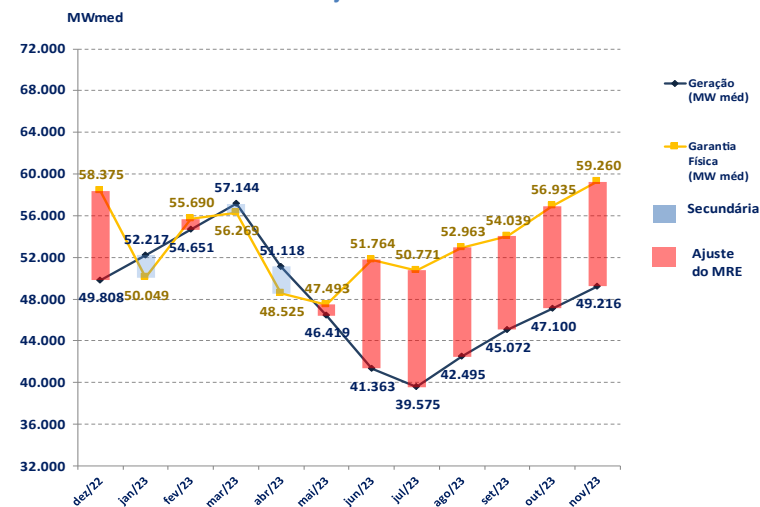
⁴ Houve importação de 3,11 MW médios e exportação de 0,01 MW médios em novembro/2023

A tabela 2 apresenta as usinas com os maiores volumes de geração de acordo o agente proprietário⁵.

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

Posição	Agente
1º	ENBPARG
2º	ENGIE BR GER
3º	FURNAS
4º	CHESF
5º	ELETRONORTE
6º	REPESA
7º	COPEL GET
8º	RIO PARANAPAN
9º	AES BRASIL OPERACOES
10º	CEMIG GERACAO

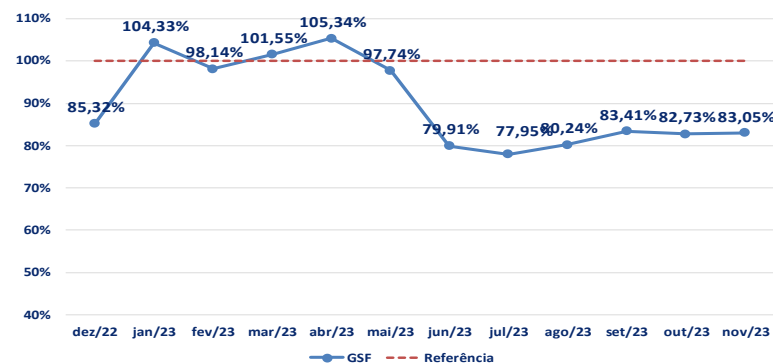
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE⁶

A geração das usinas participantes do MRE apresentou alta de **2,4%** 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 **83,05%** (Gráfico 4).

Gráfico 4 – Fator GSF



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

⁶ Os gráficos 3 e 4 foram ajustados para apresentar o histórico dos últimos 12 meses.

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)

mercado	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	-6.904,073	6.524,582	0,000	7.175,301
SUL	-341,184	341,184	0,000	5.965,306
NORDESTE	-698,920	220,496	0,000	529,515
NORTE	-5.786,712	60,767	0,000	60,767

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	271,228
SUL	5.624,122
NORDESTE	-169,405
NORTE	-5.725,945

5. CONSUMO⁷

O consumo contabilizou **73.710 MW médios**⁸ e apresentou alta de **11,6%**⁹ em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou alta de **12,9%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **9,4%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou alta de **15,5%** e o ACL avança **4,8%**.

Tabela 5 – Evolução do consumo por submercado e ambiente de contratação (MW médios)¹⁰

Submercado	nov/22			nov/23			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	23.183	14.478	37.661	26.812	15.780	42.593	15,7%	9,0%	13,1%
S	6.936	4.431	11.367	7.371	4.854	12.225	6,3%	9,6%	7,5%
NE	7.912	2.808	10.719	8.712	3.135	11.848	10,1%	11,7%	10,5%
N	3.763	2.545	6.308	4.269	2.775	7.045	13,4%	9,0%	11,7%
Total SIN	41.794	24.261	66.055	47.165	26.545	73.710	12,9%	9,4%	11,6%

Na contabilização de novembro/2023, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de químicos (**-0,5%**) e veículos (**-0,5%**) apresentaram as maiores quedas. Os setores com os maiores aumentos foram extração de minerais serviços (**15,6%**), comércio (**11,3%**), madeira, papel e celulose (**73%**) e bebidas (**7,1%**).

⁷Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

⁸Sendo 62.061 MW médios participantes do rateio de perdas

⁹ Ao considerar as exportações de 3,1 MW médios contabilizada em novembro/23 e 376,5 MW médios em novembro/22 o consumo no SIN registra alta de 11,0% enquanto o ACL cresce 7,8%.

¹⁰ Não inclui o consumo de geração de 102,00 MW médios para novembro/23

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

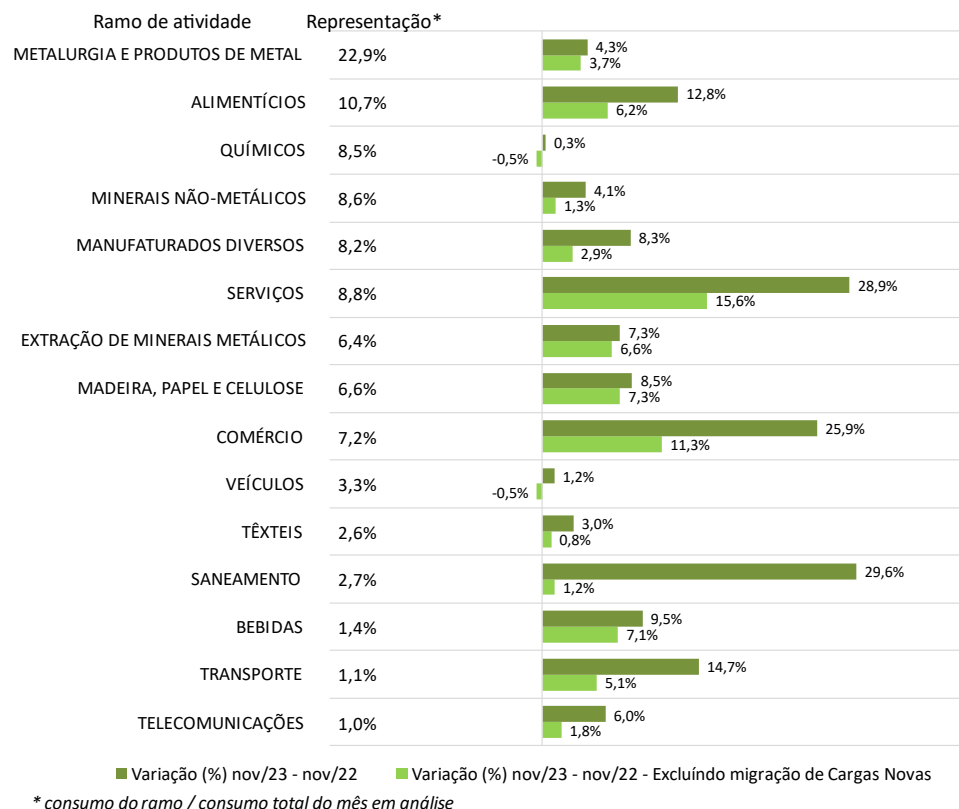
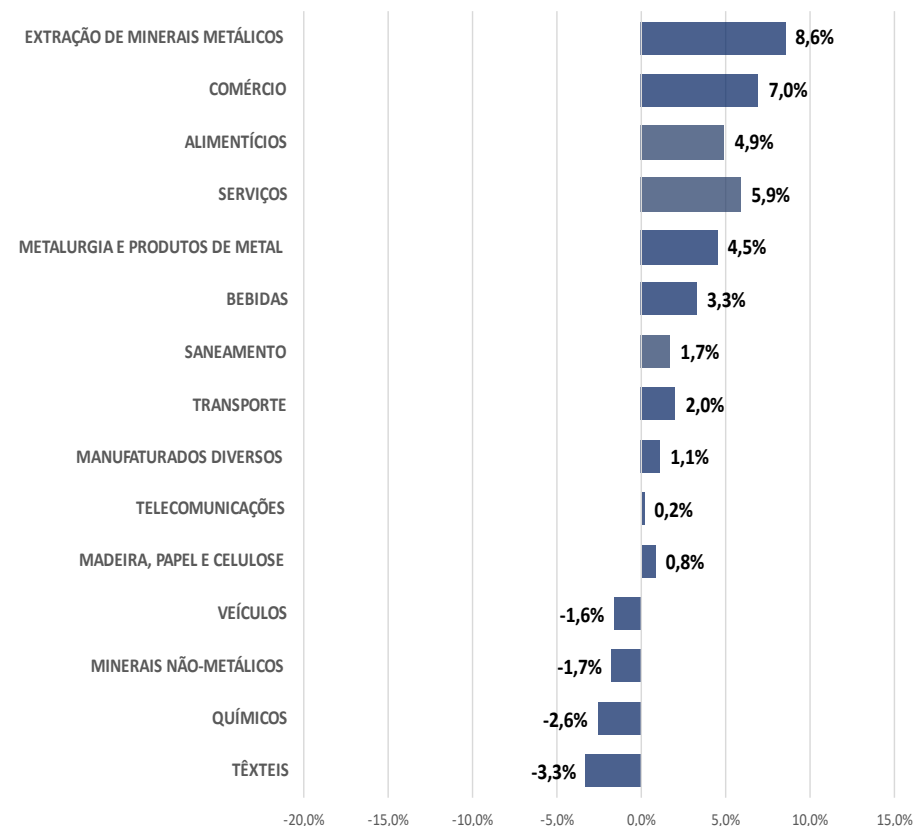


Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



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 extração de minerais metálicos, comércio e serviços registrando os maiores aumentos e o setor de têxteis, químicos e minerais não-metálicos apresentando a maior queda até novembro de 2023.

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 mês¹¹:

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

Tabela 6 – Consumidores livres e especiais com o maior número de unidades modeladas em novembro/23 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ATACADAO	ITAU CL5
2º	HIPER MATEUS	B2W CE
3º	ATAKAREJO	BRADESCO
4º	COPASA	VIAVAREJO
5º	HAVAN	BANRISUL SA
6º	NOVO ATACADAO	CENCOSUD BRASIL
7º	SANEAGO LIVRE	BRASIL TELECOM
8º	HOSPITAIS REDE DOR	CAERN
9º	CESAN	SUPER BH 001
10º	SDB ALIMENTOS	SMARTFIT

Tabela 7 – Consumidores livres e especiais com o maior consumo em novembro/23 na CCEE

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

¹¹A coluna de Consumidores Livres da tabela 6 foi atualizada, adotando como segundo critério de classificação o consumo em MWh.

Gráfico 7 – Consumidores livres

Evolução do consumo de consumidores livres - MW médios

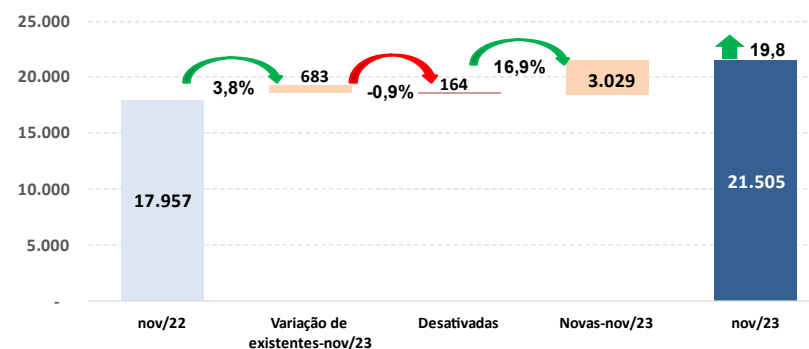
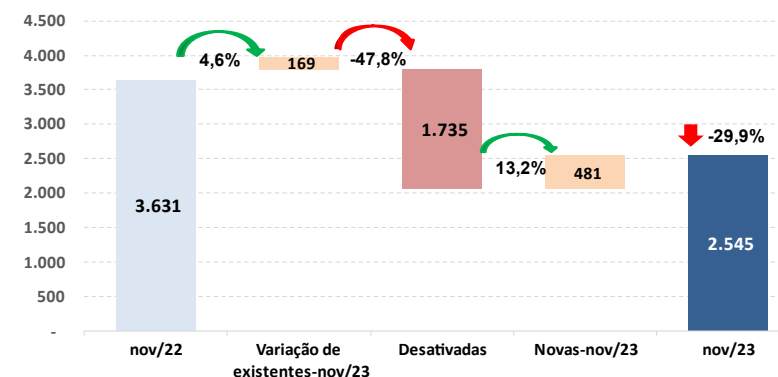


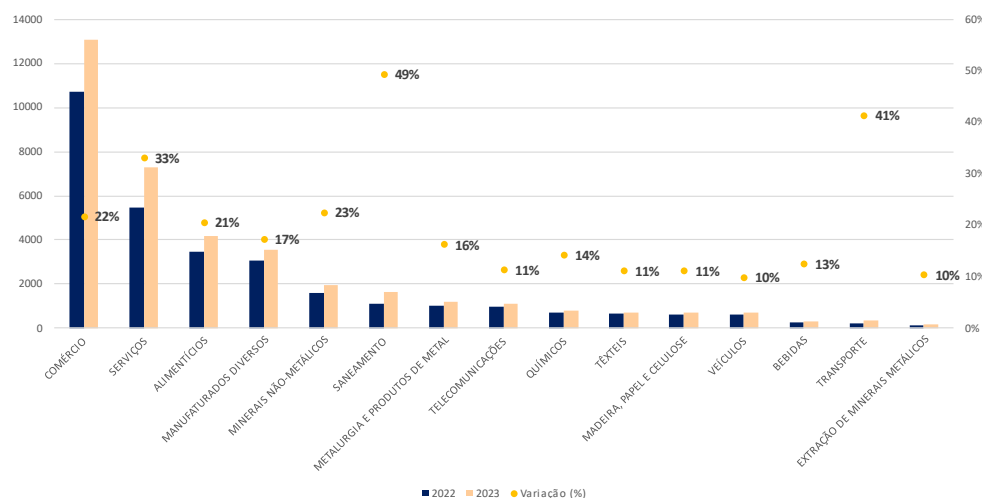
Gráfico 8 – Consumidores especiais

Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios



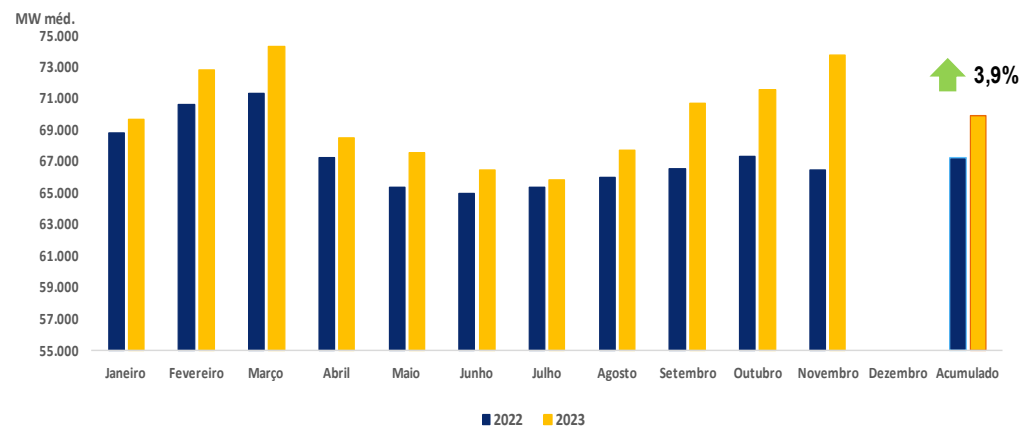
O Gráfico 9 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de novembro em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (**49%**), seguido por transporte (**41%**).

Gráfico 9 – Migração por ramo de atividade por quantidade de cargas modelados



No Gráfico 10, observa-se o comportamento do consumo mensal, em relação ao mesmo período do ano anterior, e o acumulado no ano.

Gráfico 10 – Comparativo de consumo acumulado no ano



No ano, o consumo apresenta alta de **3,9%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de **3,6%**.

6. CONTRATOS

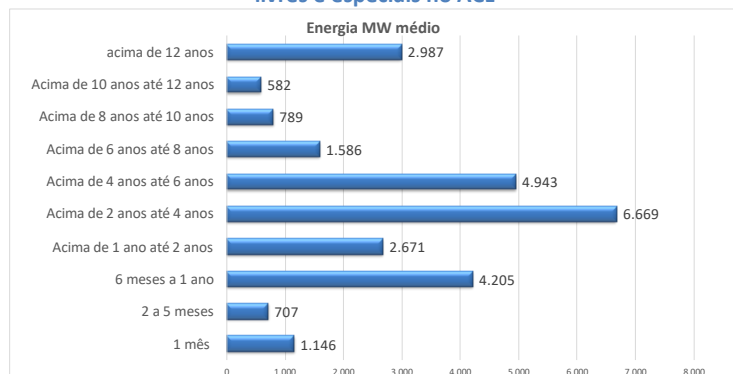
Foram transacionados cerca de **182.557** MW médios, sendo que **72%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 8.

Tabela 8 – 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	3.280	-	-	-	-	-	20	-	-	-	3.300
Comercializador	84.599	-	-	-	-	-	9	-	-	-	84.608
Consumidor Especial	2.679	-	-	-	-	-	58	-	-	-	2.737
Consumidor Livre	23.605	-	-	-	-	-	448	694	-	-	24.748
Distribuidor	-	14.484	13.081	1.532	8.610	5.909	826	3.957	1.157	-	49.557
Gerador	1.850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.850
Produtor Independente	15.757	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.757
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	131.770	14.484	13.081	1.532	8.610	5.909	1.361	4.652	1.157	-	182.557

No gráfico 11, 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 11 – Duração e montante (MW médios) dos contratos¹² CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL



A tabela 9 apresenta os comercializadores com os maiores montantes de energia contratada no mês.

Tabela 9 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	WXE	WXE
2º	BANCO BTG PACTUAL	AUREN
3º	AUREN	BANCO BTG PACTUAL
4º	ENGIE BR COM	ENGIE BR COM
5º	COMERC PART	COMERC PART
6º	COPEL COM	ENEL TRADING
7º	SANTANDER COM	COPEL COM
8º	EDP C	SANTANDER COM
9º	GOLD ENERGIA	EDP C
10º	CEMIG H COMERCIALIZACAO	GOLD ENERGIA

A tabela 10 apresenta os comercializadores varejistas com o maior número de representados, os maiores consumos associados e a maior quantidade de unidades consumidoras modeladas no mês contabilizado.

Tabela 10 – Comercializadores varejistas com maior quantidade de representados, consumo e novas modelagens

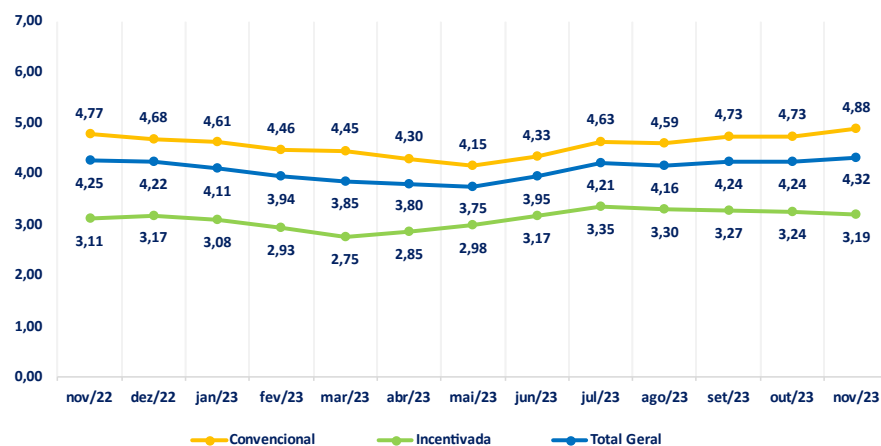
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês
1º	EDP SMART	EDP SMART	EDP SMART
2º	MATRIX COM	AES TIETE INTEGRA	COMERC POWER
3º	AES TIETE INTEGRA	MATRIX COM	2W VAREJISTA
4º	2W VAREJISTA	COMERC POWER	MATRIX COM
5º	COMERC POWER	COPEL COM	AES TIETE INTEGRA
6º	SOLENERGIAS	2W VAREJISTA	SOLENERGIAS
7º	CPFL BRASIL VAREJISTA	ENGIE BR CVE	LOG ENERGIA
8º	COPEL COM	SOLENERGIAS	ENGIE BR CVE
9º	ENGIE BR CVE	LOG ENERGIA	PRIME ENERGY
10º	ESFERA COM	PRIME ENERGY	EXPONENCIAL ENERGIA

¹² 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 12 – Índice de Rotatividade 2022/2023



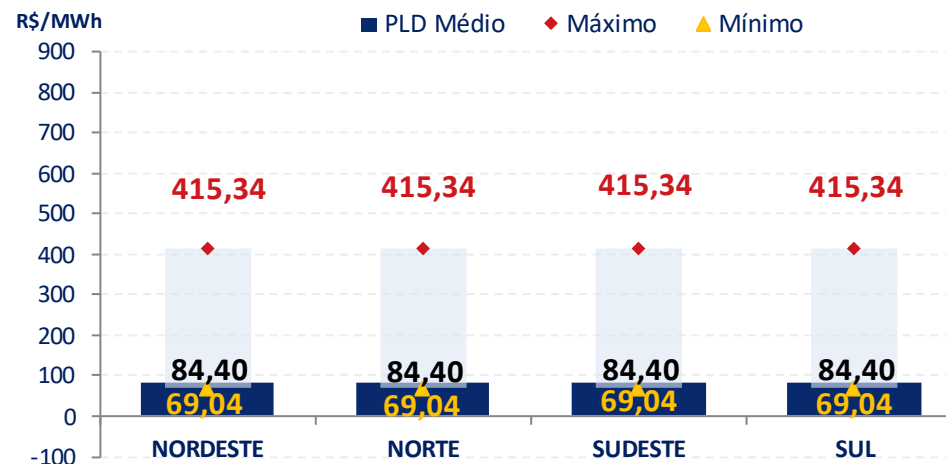
Comparado com o mês anterior (out/23), o índice apresenta um aumento de **1,9%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (nov/22), o índice geral apresenta um aumento de **1,6%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 857,75 milhões** correspondentes a **13.585 MW médios**, que representa **18,4%** do consumo.

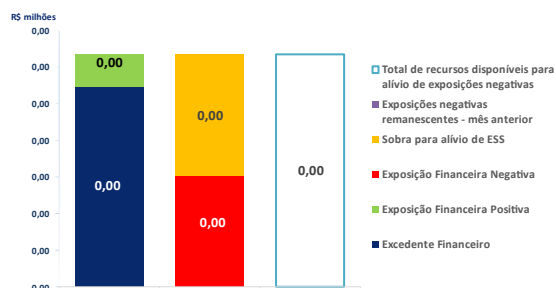
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou elevação de **12,77%** em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$84,40** em novembro.

Gráfico 13 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



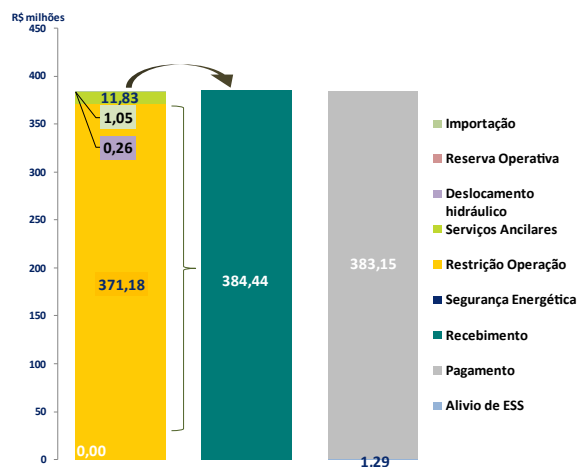
Em novembro/23, não houve divergência de preços entre os submercados, da mesma forma não gerando excedente para o alívio financeiro.

Gráfico 14 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (**R\$ 384,44 milhões**), **96,58%** (371,18 milhões) foi devido a restrição da operação, **3,08%** (11,83 milhões) foi devido a serviços ancilares, **0,27%** (1,05 milhões) devido a importação e **0,07%** (0,26 milhões) devido a deslocamento hidráulico. Houve **R\$ 1,29 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 15 – Encargos de Serviços de Sistema



9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 15.078 agentes totalizou **R\$ 2,131 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de **R\$ 1.072,55 milhões**. Do valor não pago, R\$ 1,01 bilhão estão relacionados às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês) e R\$ 49,25 milhões correspondem a parcelamentos. Além disso, R\$ 0,41 milhões referem-se a inadimplências.

10. DEMAIS DADOS

A tabela 11 sumariza o resultado de energia de reserva transacionada em novembro de 2023. Em seguida apresenta-se um resumo para o proinfa e cotas.

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	nov/23
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 210.287.145,02
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.126.685.804,50
Fundo de garantia	R\$ 133.187.694,47
Encargo	R\$ 903.873.129,21
Saldo CONER	R\$ 146.145.429,37

Proinfa:

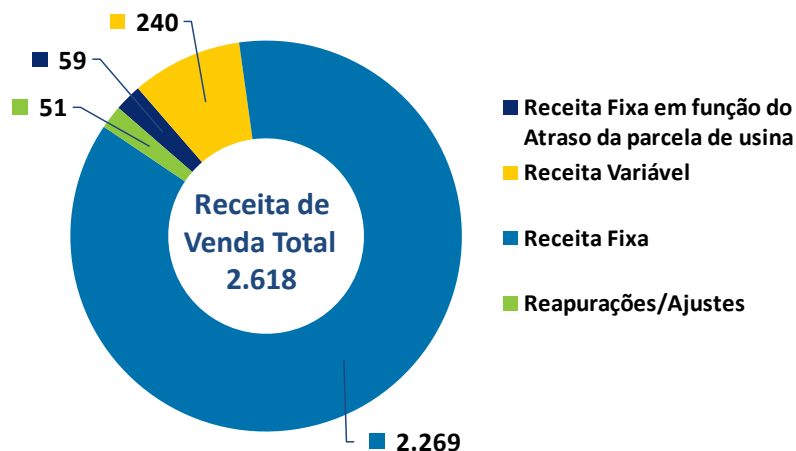
- ✓ 1.149 MW médios gerados
- ✓ 1.271 MW médios de garantia física
- ✓ 1.361 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 383,45 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 991,00 milhões liquidados em cotas de garantia física

Os valores pagos decorrentes da venda dos leilões de disponibilidade no ACR são apresentados no gráfico 16.

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.

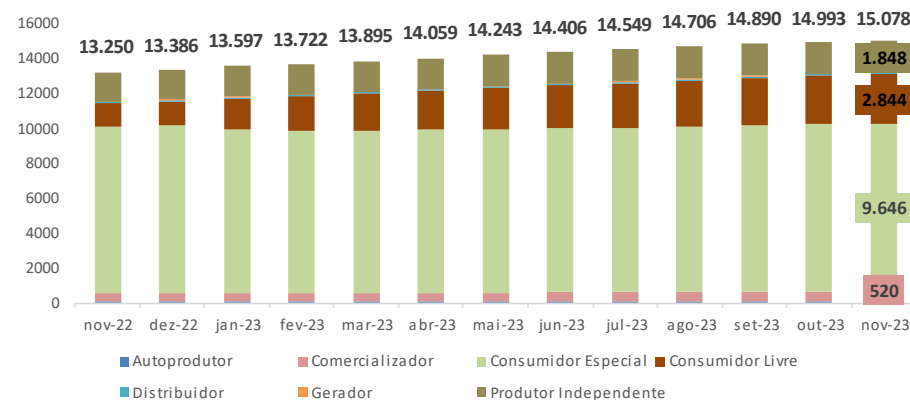
Tabela 12 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	nov/23
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	241,23
Por Insuficiência de Energia Não Especial	241,23
Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização	87,56
Valor de Referência	241,23

12. AGENTES

O gráfico 17 apresenta a evolução dos agentes aderidos na CCEE. O número total de agentes aderidos subiu **13,8%** em relação a novembro de 2022, com um total de 1.828 novos agentes. Com a proximidade da abertura do mercado para toda a alta tensão, o volume de migrações mensais vem aumentando. Neste mês, o número de novos consumidores livres aumentou 112%, enquanto de consumidores especiais 1%, sempre em relação ao mesmo mês do ano anterior.

Gráfico 17 – 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.