

1. OBJETIVO

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

No mês de agosto, o consumo e a geração de energia apresentaram alta de **3,3%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **69.986 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(-) Temperatura: Em agosto de 2024 as temperaturas médias máximas estiveram acima do histórico na maior parte do país, com exceção de parte do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e em pequenos pontos isolados do Mato Grosso. Embora as temperaturas estejam acima da média, comparando com as temperaturas máximas observadas no mesmo período do ano anterior, no ano corrente as temperaturas foram inferiores na maior parte do país, impactando negativamente o consumo de energia no SIN.

(+) Economia: A produção industrial avançou 2,2% na comparação agosto/24 com o mesmo período do ano anterior. Os maiores avanços foram registrados nos estados do Ceará (17,3%), Pará (16,9%) e Minas Gerais (7,3%), enquanto o Rio Grande do Norte (-22,6%), Espírito Santo (-6,0%), Rio Grande do Sul (-5,2%), Goiás (-2,8%), Rio de Janeiro (-1,4%) e Mato Grosso (-0,6%) registraram os maiores recuos.

Neste mês, o ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de -3,7% e o ambiente de comercialização livre (ACL), crescimento de 14,4%.

Ao desconsiderar o montante exportado em agosto/23 (250,5 MW médios) e em agosto/24 (970,9 MW médios), o ACL registra alta de 11,8%, levando ao SIN a um avanço de 2,2%



O Consumo/Geração atingiu **69.986 MW médios**



Aumento de **23%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **38.214 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **79,37%**



Aumento de **32,4%** na geração das usinas fotovoltaicas



224.144 MW médios de contratos transacionados



15.795 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **19.213 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 481,4 milhões**



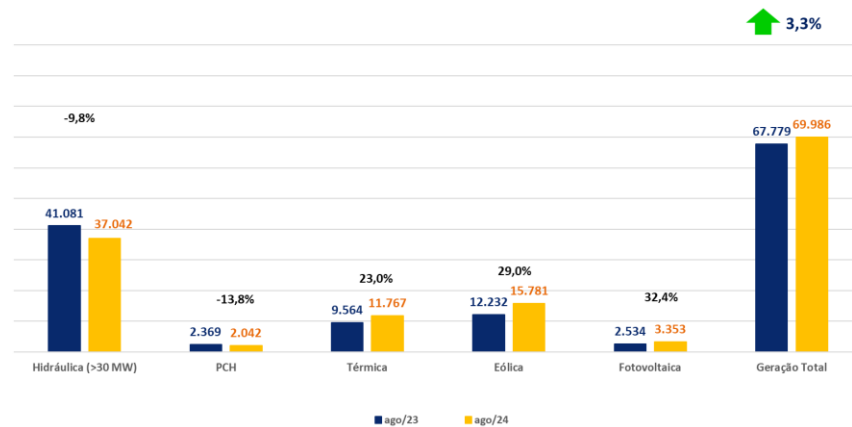
O total a liquidar foi de **R\$ 2,14 bilhões**

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

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **69.986 MW médios**³, montante **3,3%** 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 (**32,4%**), eólicas (**29,0%**), térmicas (**23,0%**), enquanto houve retração para as grandes hidráulicas (**-9,8%**) e PCHs (**-13,8%**).

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2024, a geração cresceu **4,5%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **5,9%**.

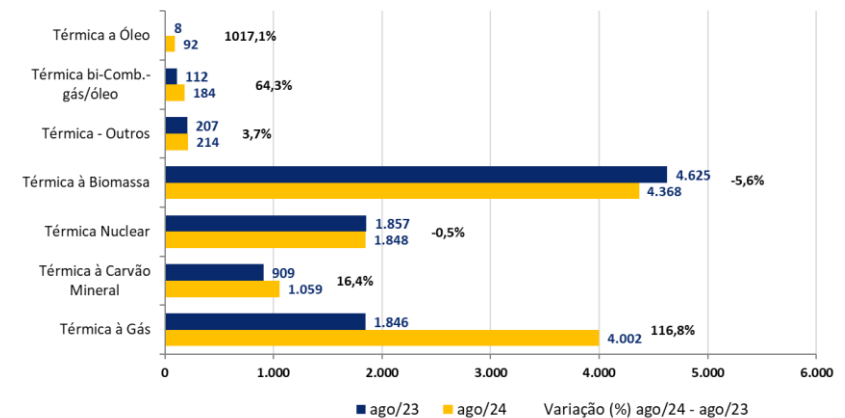
A tabela 1 apresenta o comparativo da fonte hidráulica do mês, ante o mesmo período do ano anterior. No geral, a geração hídrica apresentou queda de **-10,0%** no período.

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	ago/24	ago/23	Variação (%) ago/24 - ago/23
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	30.566	33.411	-8,5%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	6.429	7.610	-15,5%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	47	60	-21,4%
Subtotal	37.042	41.081	-9,8%
PCH participantes do MRE não cotas	1.224	1.471	-16,8%
PCH participantes do MRE cotas	3	4	-27,8%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	815	894	-8,8%
Subtotal	2.042	2.369	-13,8%
Total	39.084	43.450	-10,0%

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 à óleo (**1.017,1%**), térmicas à gás (**116,8%**) e térmicas bi-combustível gás/óleo (**64,3%**).

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 58.119 MW médios participantes do rateio de perdas

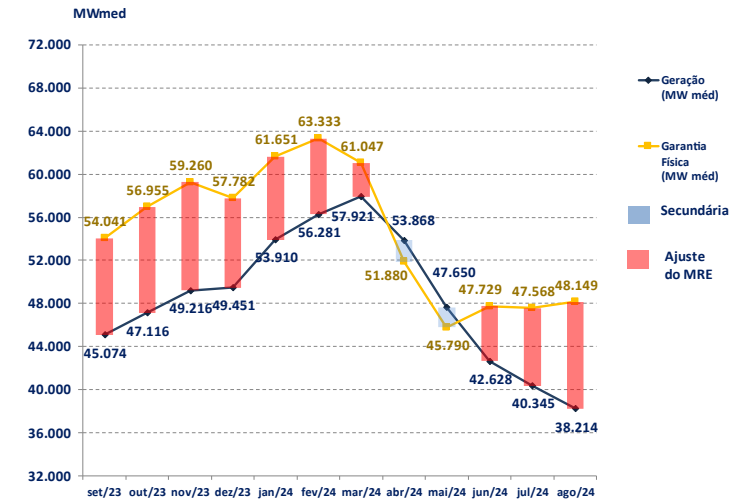
⁴ Houve exportação de 970,85 MW médios em agosto/2024, e 27,82 MW médios de importações.

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

Tabela 2 – Maiores volumes gerados por Agente

Posição	Agente
1º	ENBPAR
2º	ENGIE BR GER
3º	ELETOBRAS-G
4º	CHESF
5º	COPEL GET
6º	REPESA
7º	ELETRONORTE
8º	ELETRONUCLEAR
9º	CEMIG GERACAO
10º	FDA

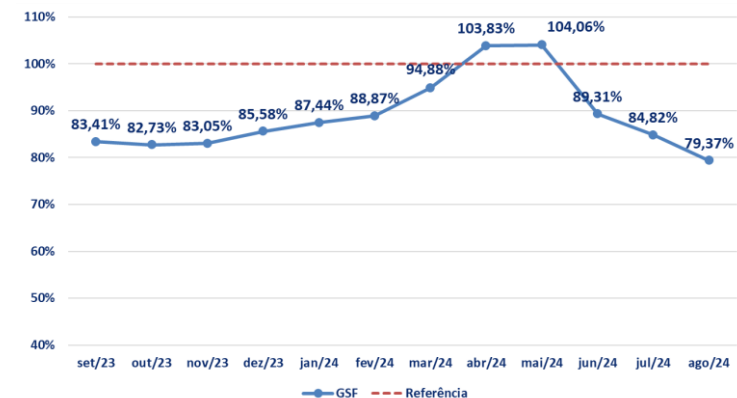
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE

A geração das usinas participantes do MRE apresentou retração de **-10,1%** quando comparada ao mês de agosto do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **79,37%** (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.

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	-5.652,834	4.382,051	0,000	4.542,975
SUL	-660,292	660,107	0,000	6.027,381
NORDESTE	-364,062	198,605	0,000	636,434
NORTE	-4.620,711	91,109	0,000	91,109

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	-1.109,859
SUL	5.367,089
NORDESTE	272,372
NORTE	-4.529,602

5. CONSUMO⁶

O consumo contabilizou **68.937 MW médios⁷** e apresentou alta de **2,2%⁸** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **-3,7%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **11,8%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou alta de **0,7%** e o ACL avança **4,6%**.

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

Submercado	ago/23			ago/24			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	23.346	15.129	38.475	22.075	16.884	38.960	-5,4%	11,6%	1,3%
S	6.691	4.743	11.435	6.676	5.182	11.858	-0,2%	9,3%	3,7%
NE	7.643	2.953	10.597	7.360	3.435	10.795	-3,7%	16,3%	1,9%
N	4.184	2.771	6.955	4.216	3.108	7.324	0,8%	12,2%	5,3%
Total SIN	41.864	25.597	67.461	40.326	28.610	68.937	-3,7%	11,8%	2,2%

Na contabilização de agosto/2024, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, apenas os ramos de comércio **(-3,1%)** e telecomunicações **(-4,0%)** apresentaram queda. Os maiores aumentos foram nos setores de extração de minerais metálicos **(9,3%)**, metalurgia e produtos de metal **(7,7%)**, saneamento **(7,5%)** e madeira, papel e celulose **(6,6%)** e químicos **(6,6%)**.

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

⁷Sendo 60.321 MW médios participantes do rateio de perdas

⁸ Ao considerar as exportações de 250,5 MW médios em agosto/23 e de 970,9 MW médios em agosto/24, o consumo no SIN registra alta de 3,2% enquanto o ACL avanço de 14,4%.

⁹ Não inclui o consumo de geração de 78,46 MW médios para agosto/24

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

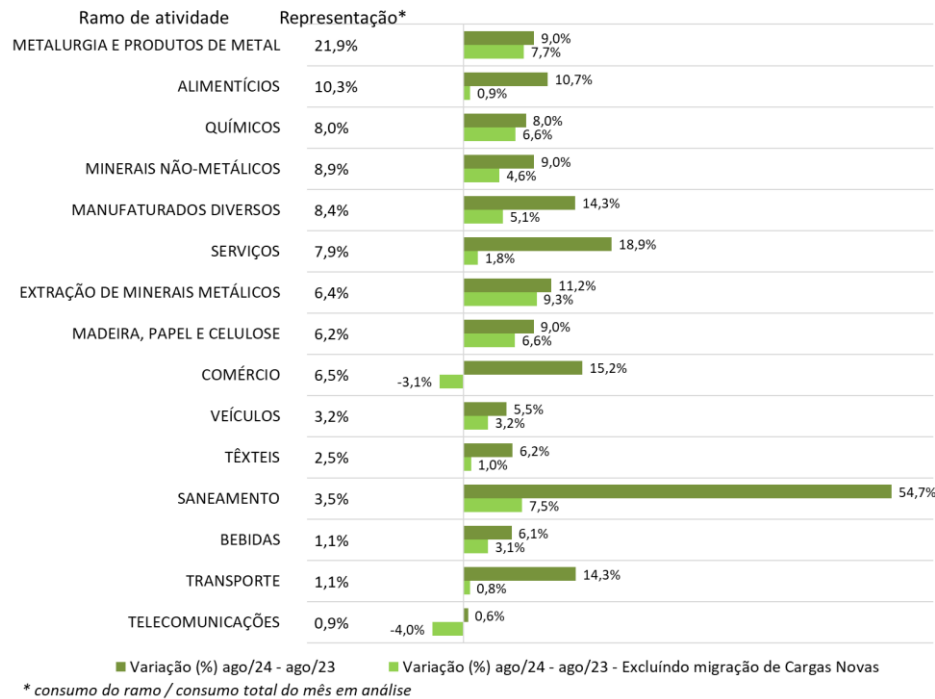
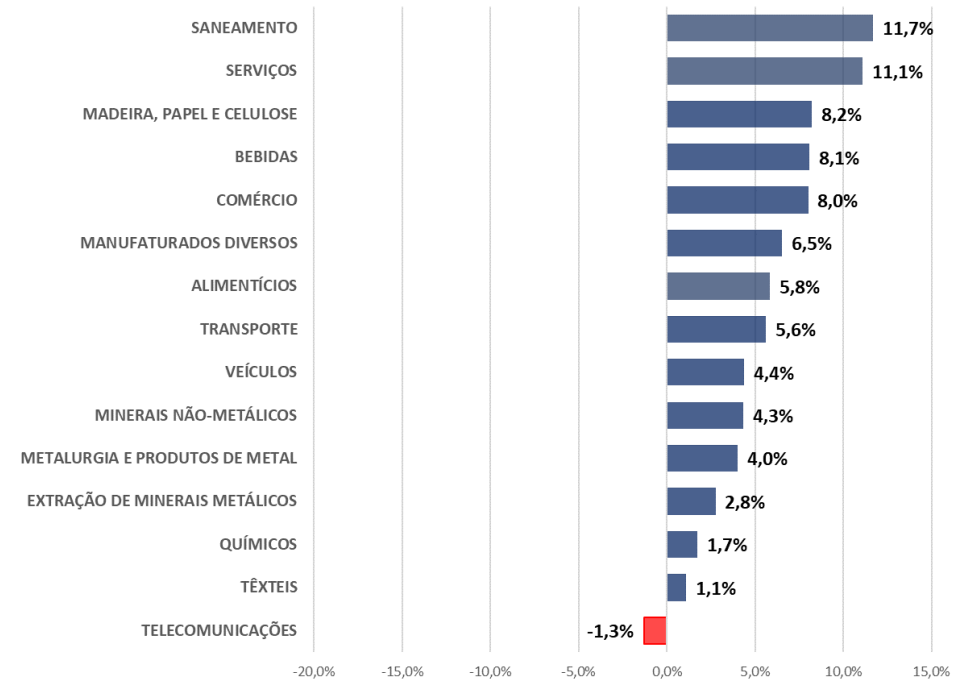


Gráfico 6 – Comparativo do consumo do ACL por ramo de atividade – acumulado no ano (expurgando o efeito das cargas novas)



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 serviços e saneamento 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 mês¹⁰, 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 agosto/24 na CCEE

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

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

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

¹⁰A 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	EDP SMART	CEMIG GERACAO	CEMIG GERACAO
2º	CEMIG GERACAO	EXPONENCIAL ENERGIA	SANTA MARIA ENERGIA
3º	MATRIX COM	ENEL TRADING	EXPONENCIAL ENERGIA
4º	SOLENERGIAS	MATRIX COM	MATRIX COM
5º	2W	EDP SMART	CPFL BRASIL VAREJISTA
6º	CPFL BRASIL VAREJISTA	CPFL BRASIL VAREJISTA	ENEL TRADING
7º	EXPONENCIAL ENERGIA	SOLENERGIAS	NC ENERGIA
8º	AES TIETE INTEGR	AES TIETE INTEGR	AES TIETE INTEGR
9º	ENEL TRADING	2W	RAIZEN POWER
10º	COMERC POWER	COMERC POWER	SOLENERGIAS

*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

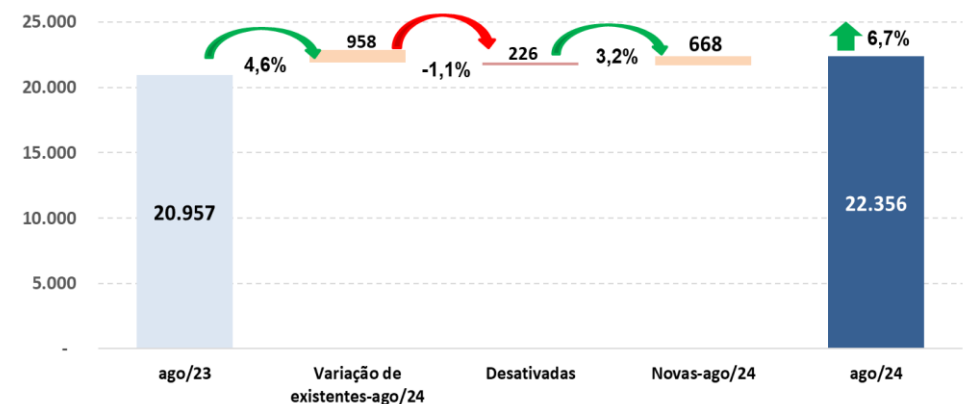


Gráfico 8 – Consumidores especiais

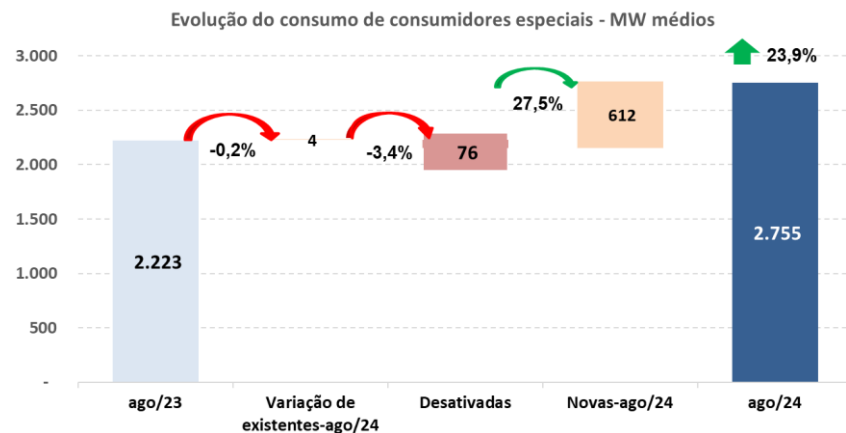


Gráfico 9 – Comercializadores varejistas

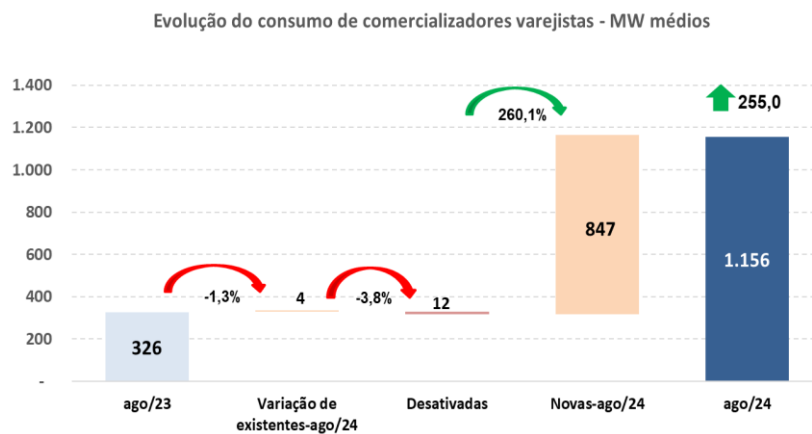
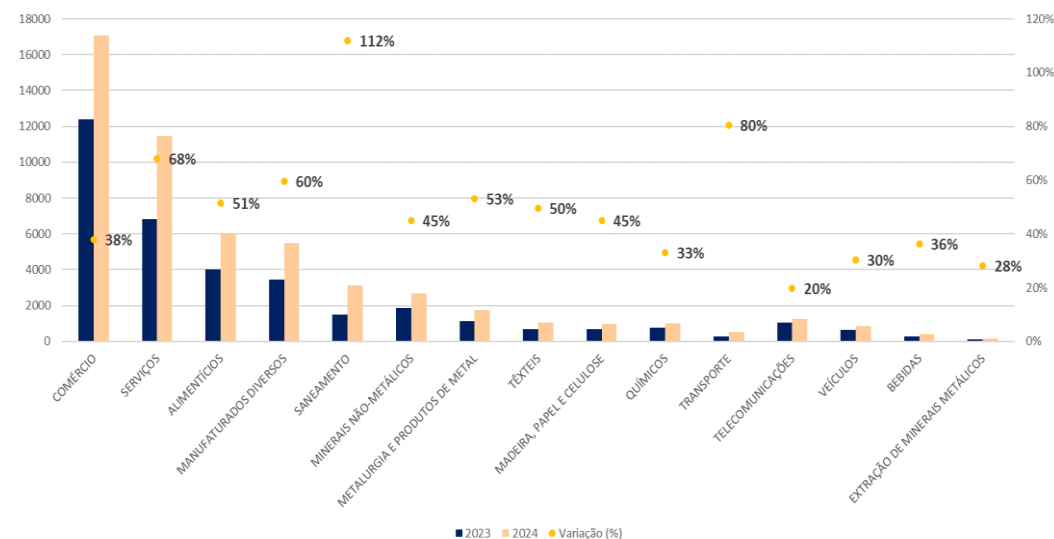


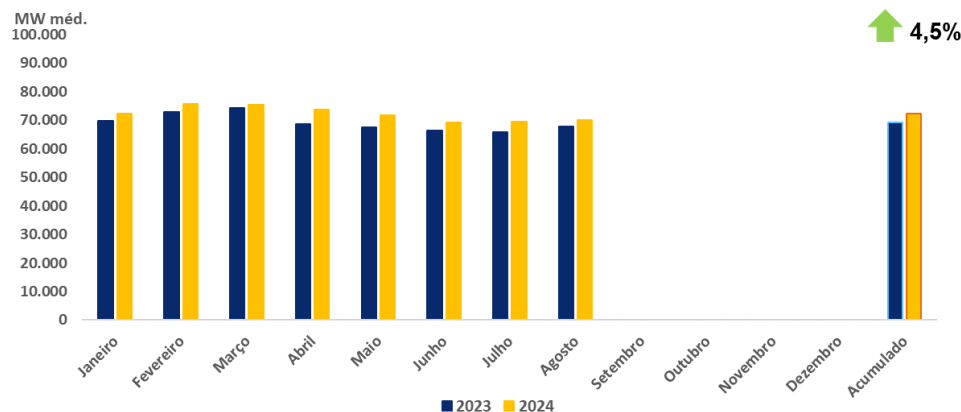
Gráfico 10 – Migração por ramo de atividade por quantidade de cargas modelados



O Gráfico 10 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de agosto em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (**112%**), seguido por transporte (**80%**).

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 alta de **4,5%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de **5,6%**

6. CONTRATOS

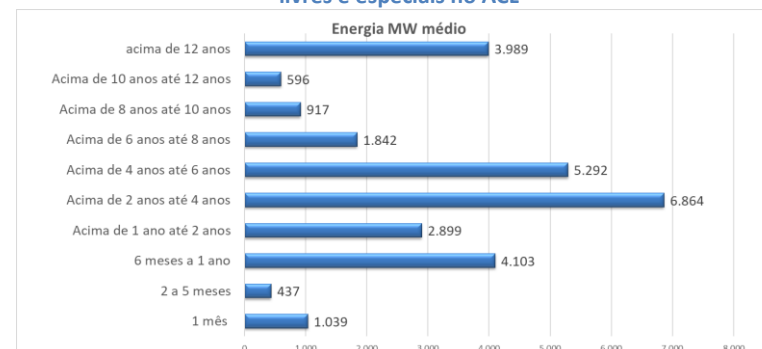
Foram transacionados cerca de **224.144 MW médios**, sendo que **77%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 9.

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	3.781	-	-	-	-	-	17	-	-	-	3.798
Comercializador	119.893	-	-	-	-	-	27	-	-	-	119.920
Consumidor Especial	3.008	-	-	-	-	-	63	-	-	-	3.071
Consumidor Livre	24.968	-	-	-	-	-	429	153	-	-	25.550
Distribuidor	-	13.667	16.537	1.531	6.883	5.749	754	3.183	2.171	-	50.476
Gerador	2.190	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.190
Produtor Independente	18.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.170
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	970	970
Total	172.010	13.667	16.537	1.531	6.883	5.749	1.290	3.336	2.171	970	224.144

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 contratos¹¹ CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL



¹¹ 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

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

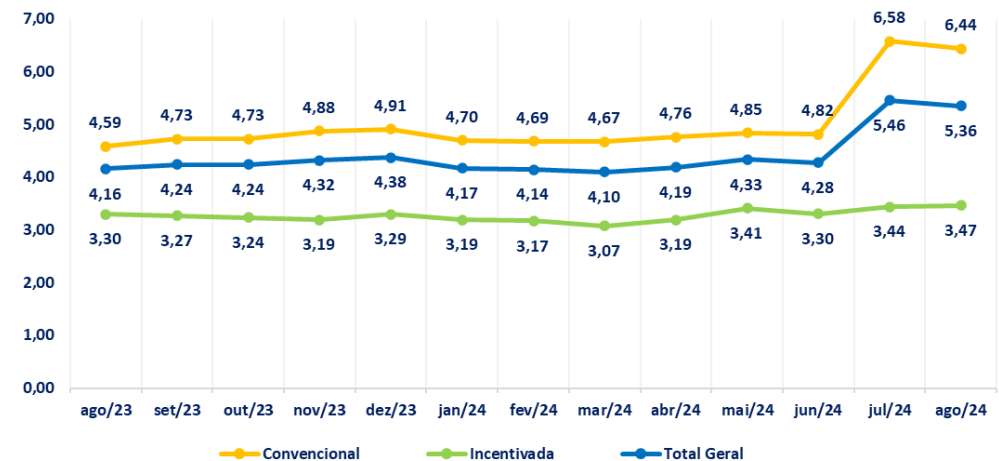
Tabela 10 – Comercializadores com maior montante de energia contratada

Posição	Comercializador - Compra	Comercializador - Venda
1º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
2º	AUREN	AUREN
3º	RAIZEN POWER	RAIZEN POWER
4º	SANTANDER COM	SANTANDER COM
5º	GOLD ENERGIA	GOLD ENERGIA
6º	EDP C	EDP C
7º	XP COMERCIALIZADORA	ENEL TRADING
8º	ENEL TRADING	XP COMERCIALIZADORA
9º	MATRIX COM	CASA DOS VENTOS COM
10º	COPEL COM	MATRIX COM

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



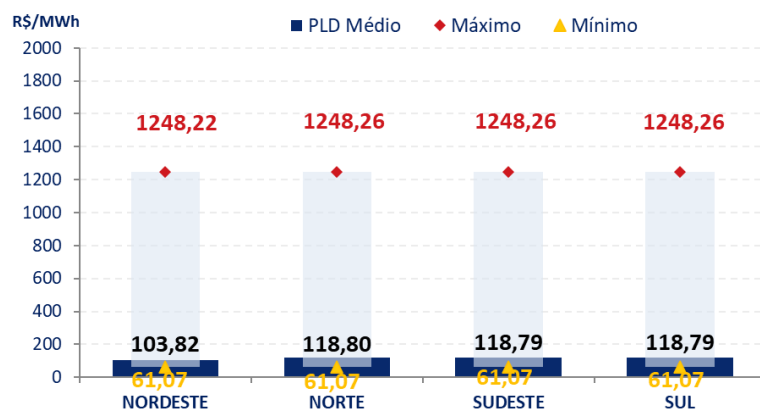
Comparado com o mês anterior (jul/24), o índice apresenta uma queda de **-1,9%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (ago/23), o índice geral apresenta um aumento de **28,8%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 1,59 bilhões** correspondentes a **19.213 MW médios**, que representa **27,5%** do consumo.

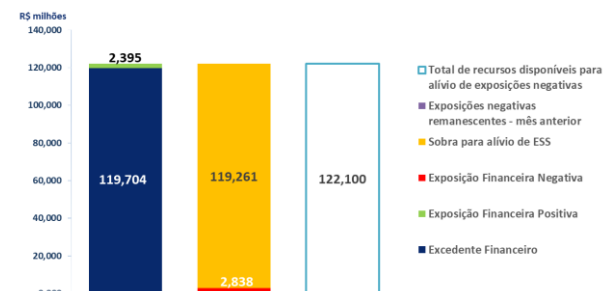
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou alta de 33,20% em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$115,05** em agosto.

Gráfico 14 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



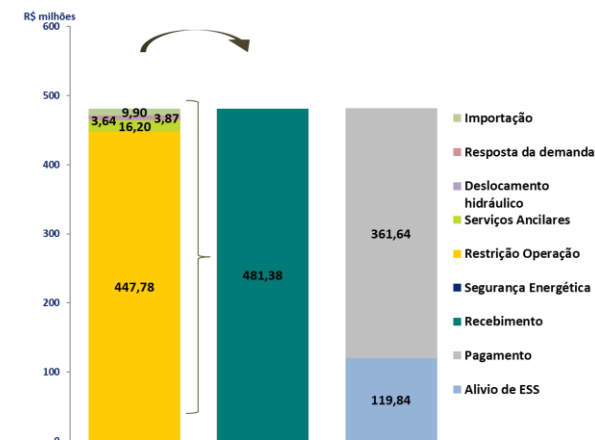
A diferença de preços entre os submercados resultou em Excedente Financeiro. O montante de exposição positiva e os excedentes financeiros foram suficientes para aliviar os montantes de exposição negativa e para os ESS, conforme Gráfico 15.

Gráfico 15 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (**R\$ 481,38 milhões**), **93,02%** (447,78 milhões) foi devido a restrição da operação, **3,36%** (16,20 milhões) foi devido a serviços ancilares, **2,06%** (9,90 milhões) foi devido a encargo de importação, **0,76%** (3,64 milhões) de deslocamento hidráulico e 0,80% (3,87 milhões) de resposta da demanda. Houve **R\$ 119,84 milhões** de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 16 – Encargos de Serviços de Sistema



9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 15.795 agentes totalizou **R\$ 2,143 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de R\$ 1,06 bilhões. Do valor não pago, R\$ 1,04 bilhão está relacionado às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês) e R\$ 42,97 milhões correspondem a parcelamentos. Além disso, R\$ 0,59 milhões referem-se a inadimplências.

10. DEMAIS DADOS

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

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	ago/24
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 233.768.601,38
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.211.265.728,64
Fundo de garantia	R\$ 126.659.696,15
Encargo	R\$ 963.042.588,53
Saldo CONER	R\$ 141.547.651,44

Proinfa:

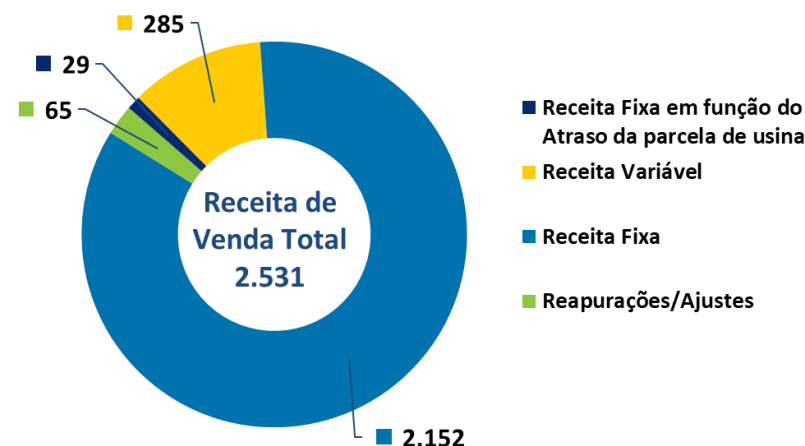
- ✓ 882 MW médios gerados
- ✓ 1.189 MW médios de garantia física
- ✓ 1.290 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 383,06 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 909,39 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.

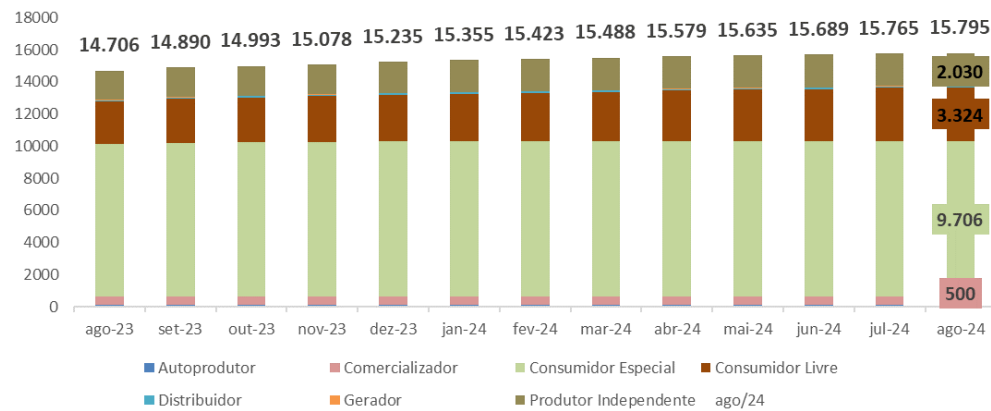
Tabela 12 – Preços de Referência apuração de Penalidades (R\$/MWh)

Preço de Referência para Penalização	ago/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	119,13
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 **7,4%** em relação a agosto de 2023, com um total de 1.089 novos agentes. O número de consumidores livres aumentou 26,0%, enquanto o número de consumidores especiais cresceu 2,0%.

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.