

1. OBJETIVO

Este relatório tem como objetivo avaliar as operações de energia elétrica do **SIN** para o mês de **julho 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 julho, o consumo e a geração de energia apresentaram alta de **0,7%** em relação ao mesmo mês do ano anterior, totalizando **65.884 MW médios** (valor referido ao centro de gravidade e considerando exportação).

As principais variáveis que influenciaram este resultado foram:

(-) Temperatura: Em julho de 2023 as temperaturas estiveram acima do verificado no mesmo mês de 2022 na maior parte dos estados do Norte e Nordeste, enquanto nas regiões Sul e Sudeste e maior parte do Centro-Oeste estiveram abaixo do registrado em junho/22. Em relação as chuvas, precipitações superiores ao mesmo período de 2022 foram verificadas em partes das regiões Sul e Sudeste.

(-) Economia: a produção industrial recuou 1,1% em relação a julho/2022. Novamente, os destaques negativos ficaram para produtos químicos (-6,7%), veículos automotores, reboques e carrocerias (-9,5%) e finalmente máquinas e equipamento (-9,8%). Do lado positivo, destaque para indústria extrativa (+7,0%) seguido por produtos alimentícios (+4,5%).

(+) Exportação: Em julho de 2023, a exportação foi de 1.148,0 MW médios, enquanto no mesmo mês de 2022 foram exportados 1.009,5 MW médios. Ao considerar apenas a geração e consumo interno (sem exportação) o valor total foi de 64.671 MW médios em julho/23, um aumento de 0,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior.

O ambiente de comercialização regulado (ACR) registrou queda de 0,9% e o ambiente de comercialização livre (ACL), alta de 3,0%.



O Consumo/Geração atingiu **65.884 MW médios**



Alta de **11,1%** na geração das usinas termelétricas



As usinas do MRE geraram **39.575 MW médios**



Fator de ajuste do MRE foi de **77,95%**



Aumento de **64,5%** na geração das usinas fotovoltaicas



167.952 MW médios de contratos transacionados



14.549 agentes participaram da contabilização



Contabilizados **17.058 MW médios** no MCP



O total de encargos foi de **R\$ 24,8 milhões**



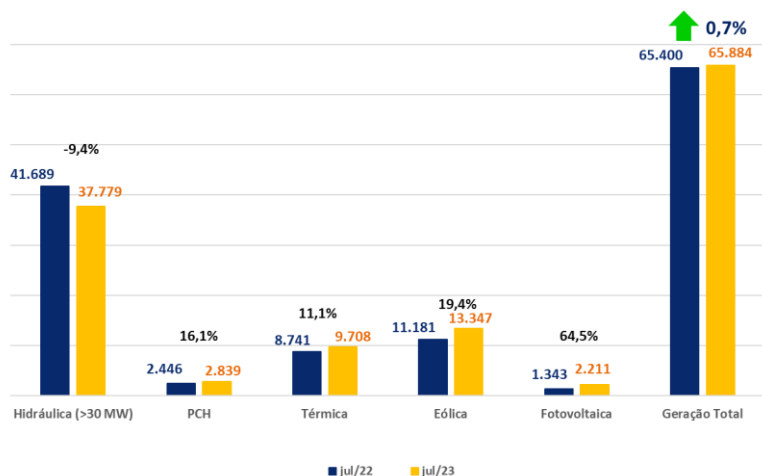
O total a liquidar foi de **R\$ 1,98 bilhões**

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

3. GERAÇÃO²

No mês, a geração registrou **65.884 MW médios³**, montante **0,7%** 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 (**64,5%**), eólicas (**19,4%**), PCH's (**16,1%**) e térmicas (**11,1%**), enquanto as grandes hidráulicas (**-9,4%**) apresentaram queda.

Gráfico 1 – Geração mensal por fonte (MWm)



Em 2023, a geração cresceu **2,4%**, enquanto no acumulado dos últimos doze meses avançou **1,7%**.

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 **8,0%** no período.

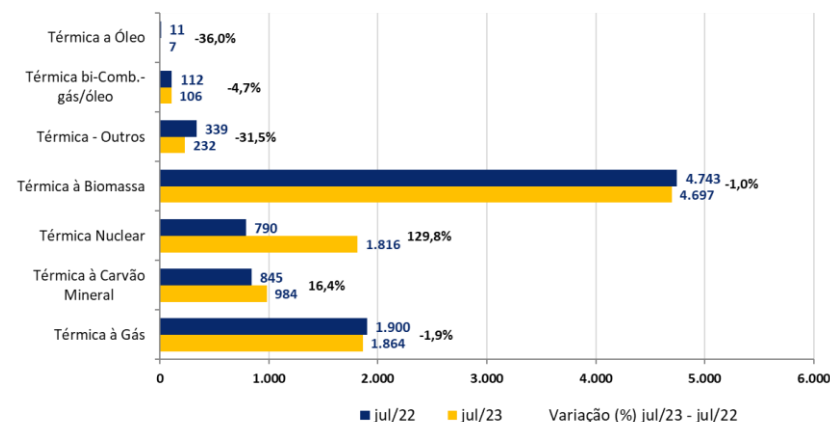
²Os valores de geração estão no centro de gravidade, isto é, considera geração já descontada de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

Tabela 1 – Comparativo da geração por fonte hidráulica

Geração Hidráulica (MW médios)	Jul/23	Jul/22	Variação (%) Jul/23 - Jul/22
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE não cotas	31.289	31.964	-2,1%
Hidráulica (>30 MW) participantes do MRE cotas	6.423	9.653	-33,5%
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE cotas	0	0	
Hidráulica (>30 MW) não participantes do MRE e não cotas	68	72	-4,9%
Subtotal	37.779	41.689	-9,4%
PCH participantes do MRE não cotas	1.863	1.531	21,7%
PCH participantes do MRE cotas	2	13	-84,5%
PCH não participantes de MRE cotas	0	0	
PCH não participantes de MRE não cotas	974	902	7,9%
Subtotal	2.839	2.446	16,1%
Total	40.618	44.135	-8,0%

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 nucleares (**129,8%**) e térmicas à carvão mineral (**16,4%**).

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



³ Sendo 53.102 MW médios participantes do rateio de perdas

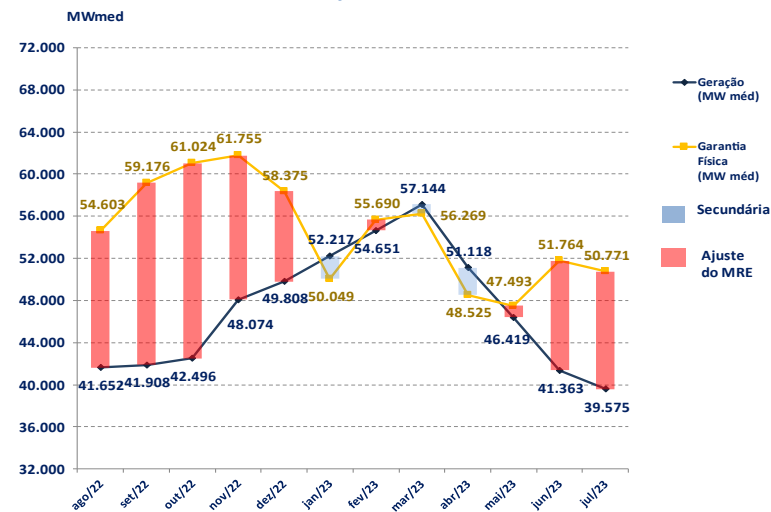
⁴ Houve exportação de 1.148,0MW médios em julho/2023

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	CHESF
4º	ELETRONORTE
5º	FURNAS
6º	REPESA
7º	ELETRONUCLEAR
8º	SANTO ANTONIO
9º	COPEL GET
10º	NESA

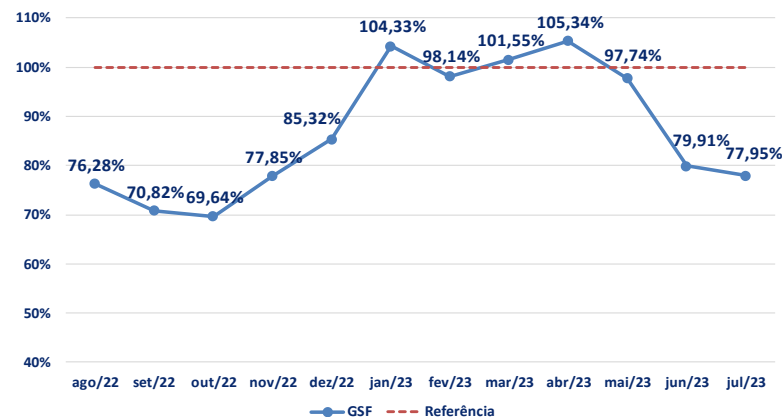
Gráfico 3 – Geração, garantia física após Mecanismo de Redução de Garantia Física, energia secundária e ajuste do MRE



4. MRE⁶

A geração das usinas participantes do MRE apresentou queda de **8,2%** quando comparada ao mês de julho do ano anterior. Com geração inferior à garantia física (Gráfico 3), o fator de ajuste do MRE foi de **77,95%** (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)

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	-4.784,485	3.376,784	0,000	3.924,087
SUL	-795,141	647,031	0,000	4.300,997
NORDESTE	-563,305	163,449	0,000	253,186
NORTE	-2.724,487	370,880	0,000	389,147

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	-860,398
SUL	3.505,857
NORDESTE	-310,119
NORTE	-2.335,340

5. CONSUMO⁷

O consumo contabilizou **64.671 MW médios⁸** e apresentou alta de **0,6%⁹** em relação ao mesmo período do ano anterior. O ACR registrou queda de **0,9%**, enquanto o ACL apresentou crescimento de **3,0%**.

Ao excluir o efeito da migração dos consumidores do ambiente regulado para o livre, ACR apresentou alta de **1,2%** e o ACL cai **0,6%**.

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

Submercado	jul/22			jul/23			Variação (%)		
	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total	ACR	ACL	Total
SE/CO	22.686	14.424	37.110	21.910	14.564	36.474	-3,4%	1,0%	-1,7%
S	6.888	4.453	11.341	6.790	4.520	11.310	-1,4%	1,5%	-0,3%
NE	7.097	2.796	9.894	7.388	2.874	10.262	4,1%	2,8%	3,7%
N	3.660	2.311	5.971	3.876	2.749	6.625	5,9%	18,9%	10,9%
SIN	40.332	23.983	64.315	39.964	24.707	64.671	-0,9%	3,0%	0,6%

Na contabilização de julho/2023, considerando o efeito das migrações entre os ambientes, os ramos de químicos (**-6,7%**), têxteis (**-4,9%**), saneamento (**-4,6%**) e veículos (**-4,5%**) apresentaram as maiores quedas. Os setores com os maiores aumentos foram os extração de minerais metálicos (**5,8%**), alimentícios (**2,2%**), bebidas (**2,0%**), serviços (**1,2%**) e metalurgia e produtos de metal (**1,1%**).

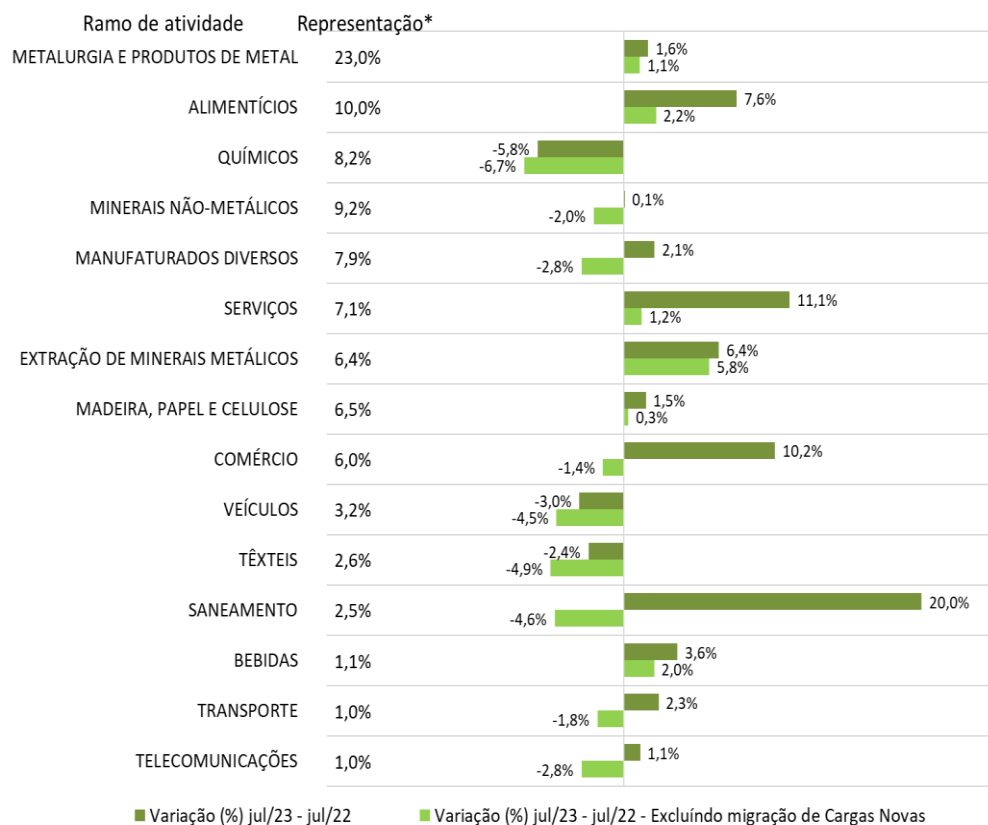
⁷Os valores de consumo estão no centro de gravidade, isto é, considera consumo já acrescido de eventuais perdas de rede básica (50% das perdas).

⁸Sendo 54.904 MW médios participantes do rateio de perdas

⁹ Ao considerar a exportação de 1.148,0 MW médios contabilizada em julho/23 o consumo no SIN registra alta de 0,8% enquanto o ACL cresce 3,5%.

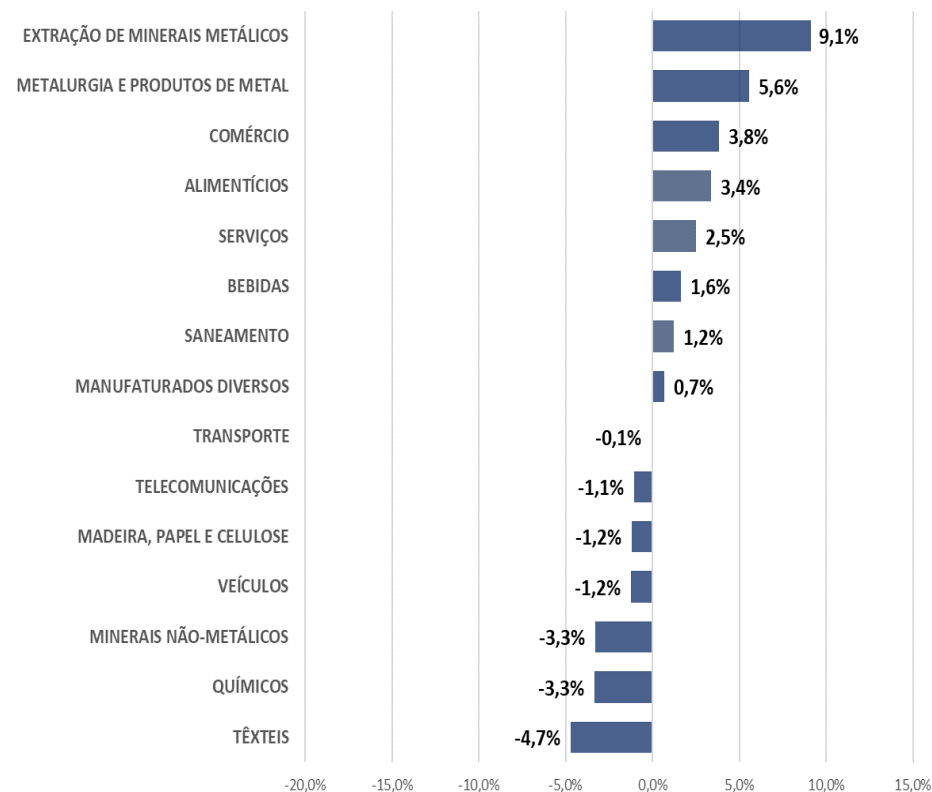
¹⁰ Não inclui o consumo de geração de 64,98 MW médios para julho/23

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



* 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 extração de minerais metálicos e de metalurgia e produtos de metal registrando os maiores aumentos e o setor têxtil apresentando a maior queda até julho 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 julho/23 na CCEE

Posição	Consumidor Livre	Consumidor Especial
1º	ATACADAO	VIAVAREJO
2º	HIPER MATEUS	ITAU CL5
3º	ATAKAREJO	SMARTFIT
4º	HAVAN	BANRISUL SA
5º	COPASA	BRASIL TELECOM
6º	SANEAGO LIVRE	BURGER KING
7º	NOVO ATACADAO	BRADESCO
8º	SDB ALIMENTOS	SUPER BH 001
9º	MUFFATO	ULTRASOM
10º	CAGEPA	CENCOSUD BRASIL

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

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

Gráfico 7 – Consumidores livres

Evolução do consumo de consumidores livres - MW médios

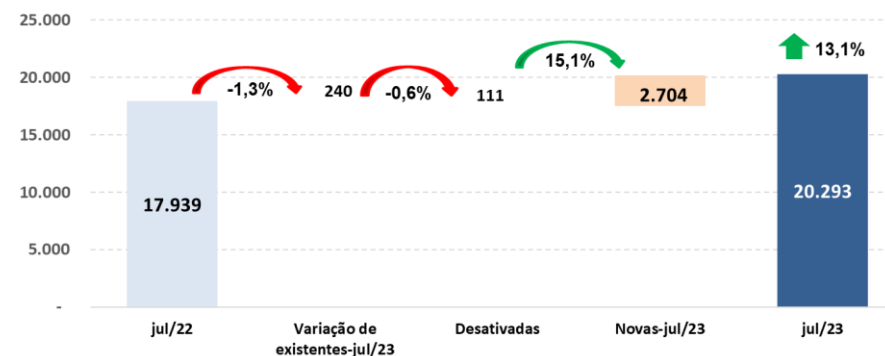
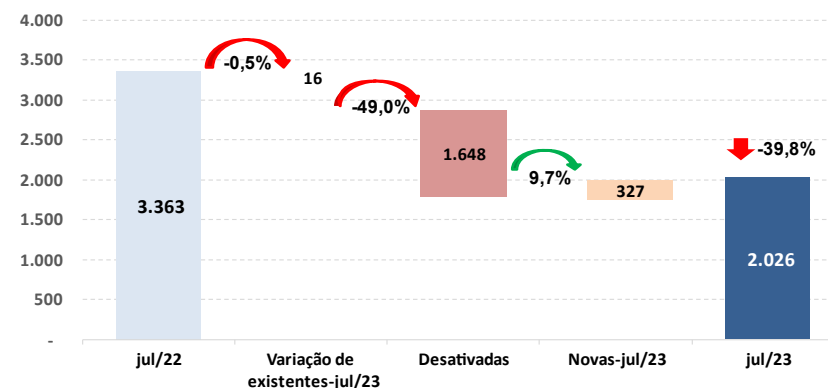


Gráfico 8 – Consumidores especiais

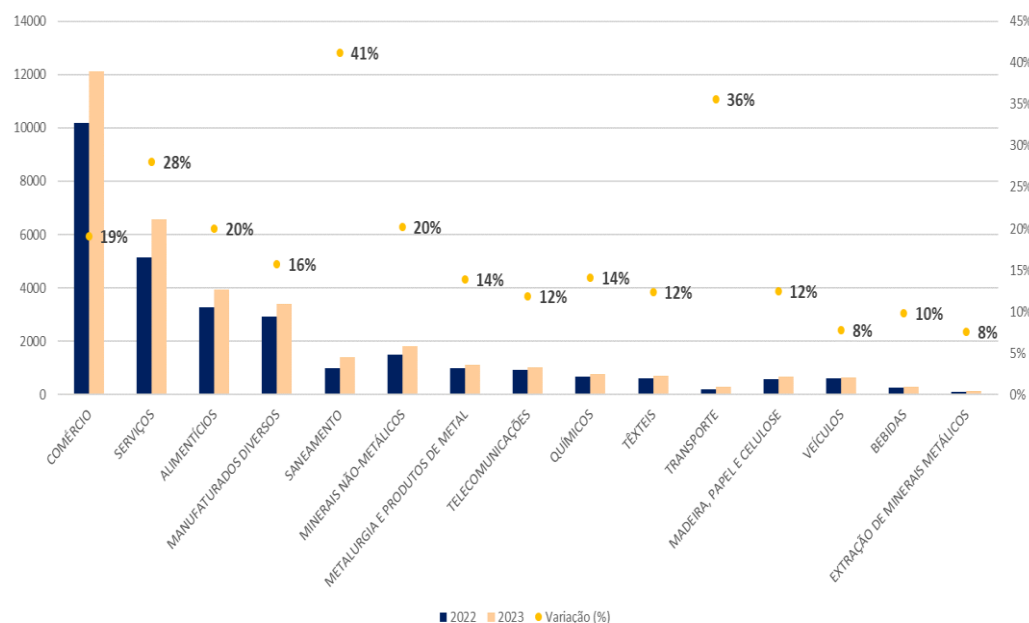
Evolução do consumo de consumidores especiais - MW médios



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

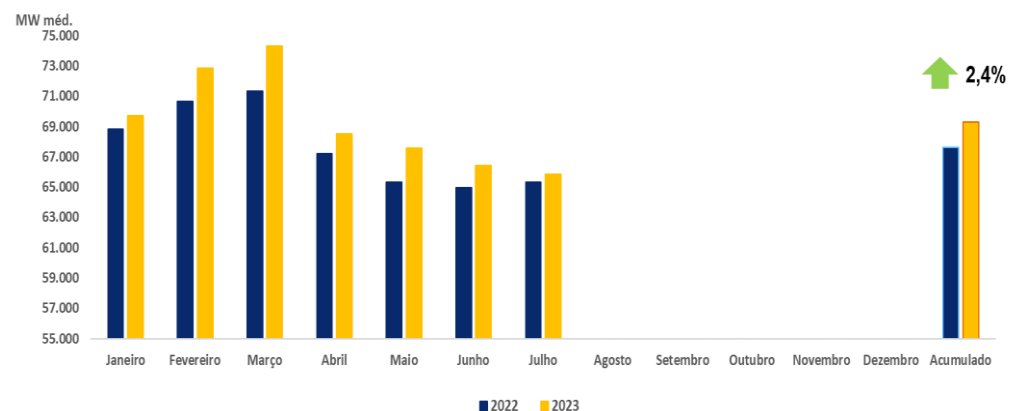
O Gráfico 9 demonstra a evolução da migração de carga por ramo de atividade para o mês de julho em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os maiores crescimentos percentuais foram registrados nos ramos de saneamento (**41%**), seguido por transportes (**36%**).

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 **2,4%**, enquanto nos últimos 12 meses, a variação apresentou crescimento de **1,6%**.

6. CONTRATOS

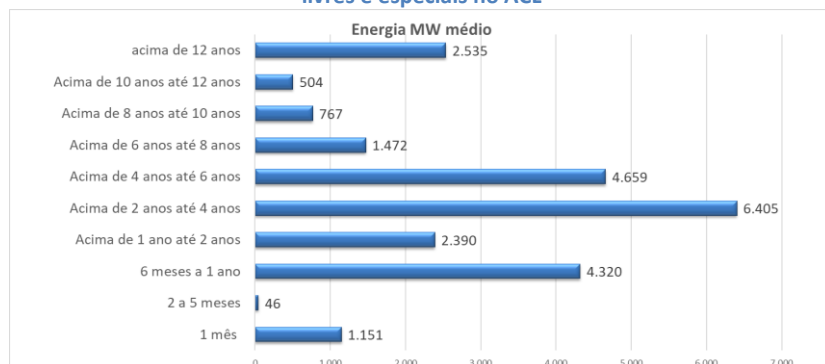
Foram transacionados cerca de **167.952 mil MW médios**, sendo que **71%** são compostos por CCEAL, principalmente em decorrência dos contratos dos agentes comercializadores, conforme apresentado na tabela 8.

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	3.369	-	-	-	-	-	18	-	-	-	3.387
Comercializador	73.465	-	-	-	-	-	6	-	-	-	73.471
Consumidor Especial	2.174	-	-	-	-	-	47	-	-	-	2.221
Consumidor Livre	22.074	-	-	-	-	-	405	630	-	-	23.109
Distribuidor	-	14.484	11.533	1.532	7.684	5.902	755	3.926	1.157	-	46.973
Gerador	2.064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.064
Produtor Independente	16.206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.206
Exportador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	521	521
Total	119.352	14.484	11.533	1.532	7.684	5.902	1.231	4.556	1.157	521	167.952

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	AUREN	AUREN
2º	EDP C	WXE
3º	WXE	EDP C
4º	ENGIE BR COM	ENGIE BR COM
5º	BANCO BTG PACTUAL	BANCO BTG PACTUAL
6º	COPEL COM	COPEL COM
7º	ENEVA COM	ENEVA COM
8º	ENEL TRADING	ENEL TRADING
9º	CEMIG H COMERCIALIZACAO	CEMIG H COMERCIALIZACAO
10º	SANTANDER COM	SANTANDER COM

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

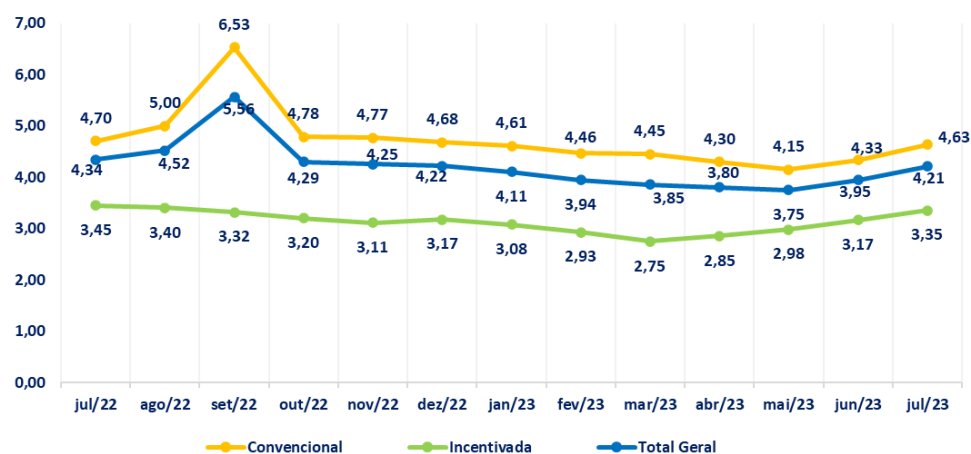
Posição	Maior volume consumido	Nº de UCs representadas	Novas UCs no mês
1º	EDP SMART	EDP SMART	EDP SMART
2º	MATRIX COM	AES TIETE INTEGRA	MATRIX COM
3º	AES TIETE INTEGRA	MATRIX COM	2W VAREJISTA
4º	2W VAREJISTA	COPEL COM	COMERC POWER
5º	COMERC POWER	COMERC POWER	AES TIETE INTEGRA
6º	COPEL COM	2W VAREJISTA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

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



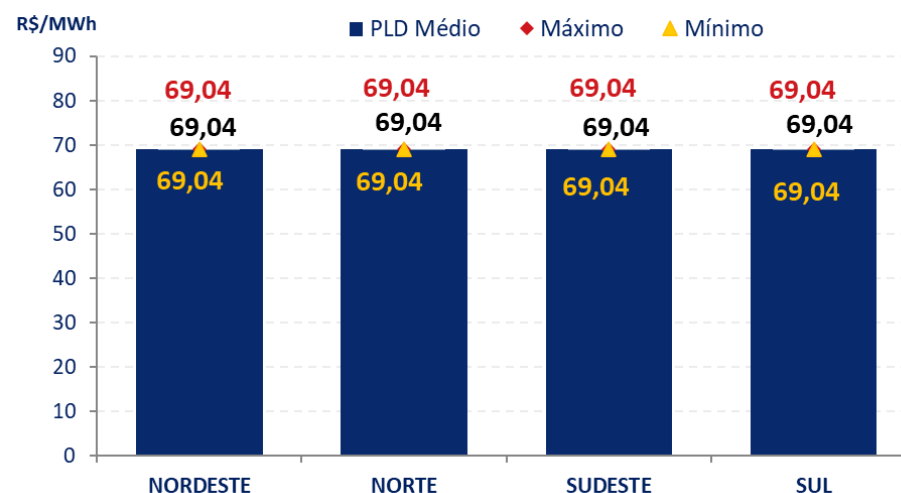
Comparado com o mês anterior (jun/23), o índice apresenta alta de **6,7%**. Ao comparar contra o mesmo mês do ano anterior (jul/22), o índice geral apresenta queda de **2,9%**.

8. MCP

O Mercado de Curto Prazo – MCP contabilizou **R\$ 876,20 milhões** correspondentes a **17.058 MW médios**, que representa **25,9%** do consumo.

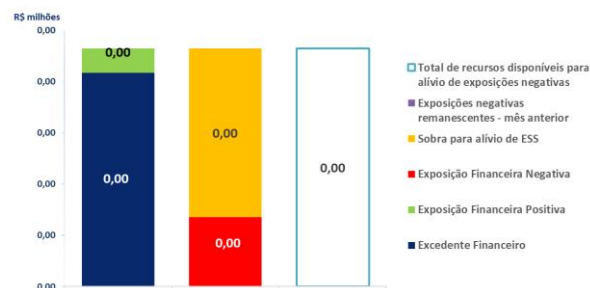
O Preço Médio de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou estabilidade em relação ao mês anterior, registrando média de **R\$69,04** em julho, permanecendo no piso regulatório.

Gráfico 13 – Preço de Liquidação das Diferenças – PLD



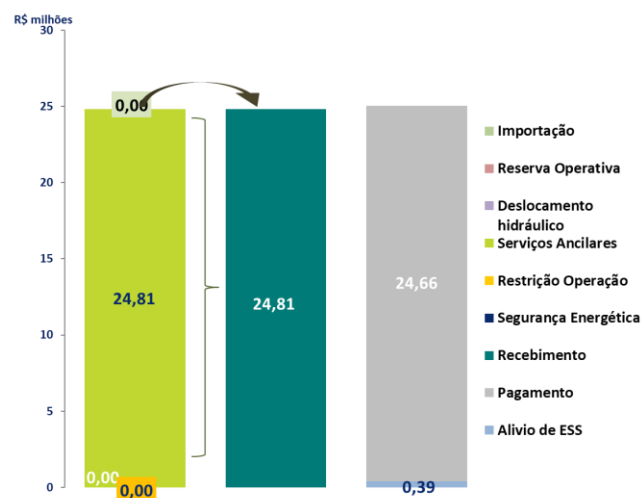
Em julho/23, não houve divergência de preços entre os submercados, da mesma forma não gerando excedente para o alívio financeiro.

Gráfico 14 – Excedente Financeiro



Do total de encargos (R\$ 24,81 milhões), 99,99% (24,813 milhões) foi devido a serviços ancilares, enquanto 0,01% (0,002 milhões) foi devido a restrição da operação. Houve R\$ 0,39 milhões de alívio de encargos de serviços do sistema.

Gráfico 15 – Encargos de Serviços de Sistema



9. LIQUIDAÇÃO

O valor a liquidar pelos 14.549 agentes totalizou **R\$ 1,985 bilhões**. Neste mês, o valor liquidado para o MCP foi de **R\$ 771,5 milhões**. Do valor não pago, R\$ 0,99 bilhões estão relacionados às liminares do risco hidrológico (GSF, na sigla em inglês) e R\$ 153,2 milhões correspondem a parcelamentos. Além disso, R\$ 70,1 milhões referem-se a inadimplências.

10. DEMAIS DADOS

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

Tabela 11 – Resultados de Energia de Reserva

Energia de Reserva	jul/23
Liquidação no MCP (m-2)	R\$ 200.846.625,63
Total de Pagamentos aos Geradores	R\$ 1.206.917.853,72
Fundo de garantia	R\$ 132.072.359,03
Encargo	R\$ 1.003.309.084,12
Saldo CONER	R\$ 135.256.157,24

Proinfa:

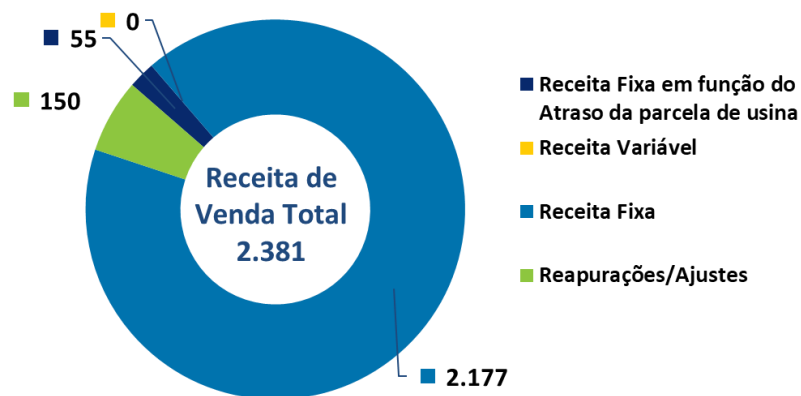
- ✓ 1.041 MW médios gerados
- ✓ 1.200 MW médios de garantia física
- ✓ 1.231 MW médios em contratos

Cotas:

- ✓ R\$ 383,74 milhões liquidados em cotas de energia nuclear
- ✓ R\$ 978,92 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)

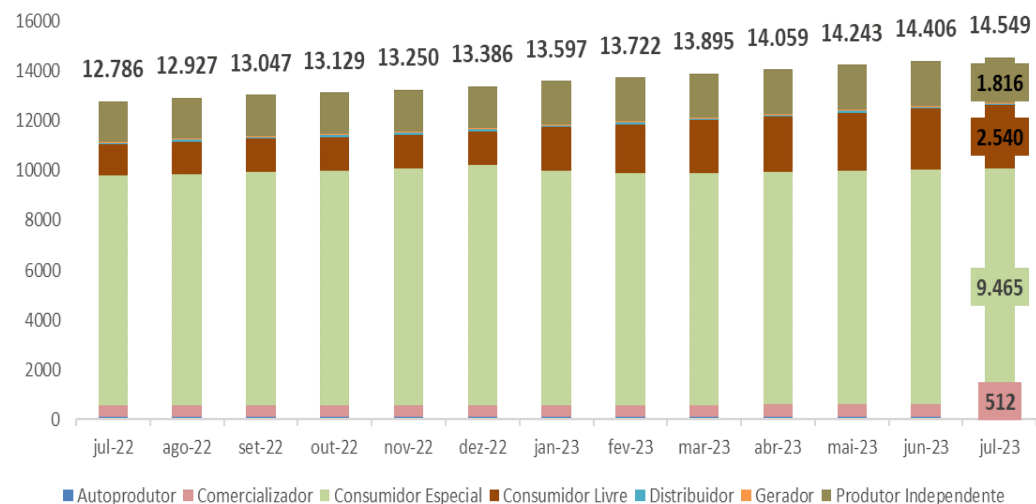
Preço de Referência para Penalização	jul/23
Por Insuficiência de Lastro Energia Especial	241,23
Por Insuficiência de Energia Não Especial	241,23
Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização	69,04
Valor de Referência	241,23

13 Indica que as unidades com carga igual ou superior a 0,5 MW, a partir de primeiro de janeiro de 2023, cumprem o requisito mínimo de demanda para se caracterizarem como “consumidor livre”.

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 julho de 2022. A operacionalização da portaria MME nº 514/2018¹³ impactou tanto o número de agentes consumidores livres, com um aumento de **104%** em relação a julho de 2022, quanto o número de consumidores especiais, que cresceu apenas **3%** em relação ao mesmo período.

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 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.