

Contribuições à Consulta Pública MME nº 160/2024 - Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024.

Com o objetivo de contribuir de forma assertiva para as discussões no âmbito da Consulta Pública nº 160/2024 do Ministério de Minas e Energia (“MME”) sobre os Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência, para tal apresentamos o estudo realizado pela consultoria CBIE Advisory.

O estudo foi dividido em 3 sessões, a saber:

- 1. Sumário Executivo:** Principais considerações para diretrizes do Leilão de Contratação de Potência Elétrica (LRCAP de 2024)
- 2. Planejamento & Operação do Setor Elétrico Brasileiro:** Evolução da capacidade de geração de energia no Brasil desde o racionamento de 2001; novas modalidades de leilões introduzidas a partir de 2021; e situação dos reservatórios, incluindo histórico de hidrologia, evolução da reserva girante do Sistema Elétrico Brasileiro
- 3. Balanço de Oferta e Demanda de Energia 2024-2032:** Estimativa de oferta e demanda de energia vs. planejamento oficial do governo por intermédio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032).

Para a realização do presente estudo, a CBIE Advisory utilizou-se de dados e informações de fontes públicas, bem como documentos e base de dados próprios com melhores esforços para que as informações utilizadas fossem as mais atualizadas possíveis e de fontes de reputação ilibada não ensejando verificação independente de nossa parte.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Principais Considerações para Leilão de Contratação de Potência Elétrica

- 1) Leilões de Capacidade de Potência (LRCAP) são ferramentas essenciais de planejamento e operação buscando-se preservar a segurança do abastecimento de energia elétrica (inclusive para cobertura de picos horários de demanda)
- 2) Foco exclusivo de LRCAP em produtos típicos de potência (usinas termelétricas a ciclo aberto totalmente flexíveis) e desconsiderar produto hidrelétrico no certame
- 3) A utilização de turbinas *spare*/motorização de poço vazio em hidrelétricas de reservatório, bem como modernização de usinas via ampliação de capacidade em hidrelétricas existentes além de não impactarem na garantia física só seriam alternativas de potência caso houvesse água para serem acionadas
- 4) Entendemos que a melhor forma de monetização de investimentos de ampliação / modernização de hidrelétricas existentes seria via remuneração de serviços ancilares com base em preços de mercado (como discutido no PL#414/21)
- 5) Não concordamos com proposta de remuneração de geração por *unit commitment* com base no PLD horário. As usinas termelétricas precisam ter a garantia que recuperarão os custos com combustíveis no momento do despacho. A prerrogativa de não refletir tais custos se configura uma penalidade excessiva às fontes termelétricas e tratamento não isonômico entre fontes
- 6) A introdução de baterias guarda melhor coerência em leilões de transmissão, especialmente como alternativa para diferimento de investimentos em linhas de transmissão e otimização da ociosidade do sistema atuando-se em operação complementar a usinas eólicas e solares
- 7) Soluções de potência para atendimento de demanda pico (*peak-shaving*) e cobertura de risco hidrológico (backup) não podem exacerbar a exposição a esses riscos e deve priorizar reservatórios equivalentes de energia com fontes estocáveis e de despacho rápido
- 8) Em relação à necessidade de potência no decênio 2024-33E estimamos em cenário base até 11,7 GW e 16,9 GW em cenário de hidrologia desfavorável vs. até 8,6 GW de estimativa da EPE
- 9) Recomendamos a exclusão dos produtos I e III do certame. Enxergamos baixa necessidade de potência em 2027 e o prazo de 7 anos está desalinhado com melhores práticas de contratação da indústria global de gás natural e GNL. Produto III por não enxergarmos hidrelétricas de reservatório como alternativa recomendável para produto de potência
- 10) Plantas de backup/*merchant* no Chile são termelétricas bicombustíveis (gás natural e diesel) para atendimento de ponta e cobertura de risco de desabastecimento com receitas fixas baixas, mas repasse do custo da escassez no despacho
- 11) O sistema elétrico de Peru (38% hidrelétrico, 55% termelétrico, 5% eólico e 2% fotovoltaico – jan/2024) conviveu com ao menos 10 episódios de secas severas entre 1981 e 2018 e o verão de 2022/23 foi o terceiro consecutivo de estresse hídrico. A incapacidade de gerar energia por intermédio de hidrelétricas vem sendo substituída por geração a gás natural (+76%) e a diesel (+208%), além de cortes de fornecimento

O Ministério de Minas e Energia (MME) por intermédio da Portaria #774 de 7 de março de 2024 divulgou para consulta pública minuta de Portaria Normativa contendo as diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 – LRCAP de 2024”. Estabeleceu-se prazo para envio de contribuições para aprimoramento da proposta até 28 de março de 2024.

De acordo com a minuta de portaria normativa, o parágrafo único do artigo 3º prevê a realização do certame em 30 de agosto de 2024. O artigo 4º estabeleceu preliminarmente os três produtos passíveis de negociação no leilão, quais sejam:

I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;

II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e

III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

O artigo 5º estabelece as condições de remuneração pela disponibilidade de potência contratada na forma de receita fixa em R\$/ano a ser paga em doze parcelas mensais, com os riscos de disponibilização alocados aos empreendedores. No caso de indisponibilidade de potência, com monitoramento mensal, haverá a subtração de 5% até 50% das receitas fixas mensais. Indisponibilizadas programadas deverão ocorrer de acordo com programação prévia definida pelo ONS e regulação da ANEEL e somente neste caso não ensejarão redução de receita fixa.

Os artigos 9º ao 11º definem os critérios técnicos de enquadramento de empreendimentos, enquanto o artigo 12º estabelece o prazo de suprimento de cada produto, conforme descrito abaixo:

§ 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:

I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;

II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e

III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:

I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;

II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e

III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.

Recomendamos a exclusão dos produtos I e III do LRCAP de 2024. No caso do produto de potência termelétrica 2027 não enxergamos necessidade expressiva de potência para o ano de início de suprimento e o prazo de contratação de 7 anos está desalinhado com as melhores práticas de contratos da indústria global de gás natural em que contratos de curto prazo, mesmo que na categoria de tanque molhado, possuem prazos médios de 1 a 4 anos e correspondem a 40% dos contratos do mercado mundial, enquanto contratos de longo prazo (60% do total) possuem prazos médios de 11 a 12 anos. No caso do produto hidrelétrico, não consideramos hidrelétricas de reservatório como alternativa para leilões de capacidade de potência pelas razões que descrevemos posteriormente.

No rol de documentos disponibilizados no âmbito da Consulta Pública, a Nota Técnica #37/2024 tratou de fundamentar proposta de aprimoramentos da caracterização e quantificação dos requisitos de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN).

De acordo com o documento, propõe-se como aprimoramento no LRCAP de 2024 que a remuneração pela energia gerada nos momentos de necessidade do sistema se dará pelo maior valor entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço Líquido das Diferenças (PLD) horário. Tal proposta reverbera com práticas semelhantes adotadas pelos sistemas elétricos colombiano, chileno e peruano.

No entanto, a energia gerada fora dos momentos de necessidade sistêmica, como no caso de restrições de rampas de partida e tempo mínimo operativo (*unit commitment*), sugere-se remuneração pelo PLD horário, mesmo que este seja inferior ao CVU do empreendimento. Não concordamos com esse posicionamento. As usinas termelétricas precisam ter a garantia que recuperarão os custos com combustíveis no momento do despacho. A prerrogativa de não refletir tais custos no cômputo da remuneração dos empreendidos se configura uma penalidade excessiva às fontes termelétricas e tratamento não isonômico entre fontes definidas para o leilão.

Outro suposto aprimoramento foi tratado no item “Tecnologias e fontes candidatas” em que se previu a participação de usinas hidrelétricas que são despachadas centralizadamente. No caso de baterias – hipótese aventada após a publicação da Portaria e documentos suporte – a própria nota técnica foi explícita de que “(...) as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, precisando ser recarregadas e, portanto, impossibilitando, por vezes, seu acionamento em períodos em que o recurso precisa estar disponível para atender as necessidades de potência do sistema”.

O mesmo documento recomenda que a tecnologia poderia ser considerada em certamos futuros seja nos leilões de contratação de reserva de capacidade na forma de potência seja nos leilões de transmissão ou de prestação de serviços ancilares.

Em nossa opinião, a introdução de baterias guarda melhor coerência em leilões de transmissão, especialmente como alternativa para diferimento de investimentos em linhas de transmissão e otimização da ociosidade do sistema atuando-se em operação complementar a usinas eólicas e solares. Desta forma, pela modularidade da tecnologia e facilidade de manejo para instalação próximo à carga, permitir-se-ia uma otimização na operação do sistema, sem a necessidade de se remunerar essa tecnologia como uma fonte com atributo de potência, uma vez que não é possível contar com a disponibilidade da mesma 24 horas por dia ou 7 dias por semana.

A opção como serviço ancilar – desde que adotada referências de mercado – poderia ser uma alternativa, mas dada a natureza de *sunk cost* e o custo de implementação de bateria enxergamos que leilão de transmissão com receita máxima permitida de longo prazo se configure como melhor alternativa para atração de investimentos em tais fontes.

Além disso, a possibilidade de inclusão de baterias em leilão de potência na prática estaria travestida de possibilitar que usinas eólicas e solares participassem do leilão, pois estas fontes seriam utilizadas para o carregamento de tais sistemas de armazenamento, desvirtuando-se por completo o objetivo de um leilão de reserva de capacidade para agregar potência ao sistema.

Em relação à introdução de usinas hidrelétricas, a Nota Técnica #50/2023 no item 3.4 discorreu sobre modernização de hidrelétricas de reservatório. De acordo com estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estimou-se que “(...) ações de recapacitação e ampliação poderiam produzir ganhos de capacidade instalada e rendimento das usinas. O ganho técnico estimado com repotenciação para o conjunto estudado variaria de 2.700 MW a 11.000 MW. Não bastasse a possibilidade de ganho com investimentos nas máquinas existentes, a ampliação da oferta de potência seria possível também com a motorização de poços vazios das usinas em operação. O potencial mapeado, em 2012/13, contabilizou 7.240 MW possíveis de implantação, cabendo a avaliação da viabilidade técnico-econômica ainda a ser realizada pelos interessados. Assim, o potencial total mapeado, em análise com dados de pré-estudos de viabilidade, estaria na faixa de 10.000 MW a 18.000 MW”.

Somos contra a inclusão de hidrelétricas de reservatório em leilão de potência. Ninguém discorda da importância de hidrelétricas como backup / reserva operativa do SIN, mas investir em ampliação de capacidade de usinas existentes – que não trará qualquer benefício de garantia física – com o intuito de ser uma reserva para cobertura de picos de demanda e requisitos de potência exacerba os riscos hidrológicos para os quais leilões de capacidade procuram mitigar. Em outras palavras, o que adianta contar com uma turbina adicional / *spare* ou a motorização de poços vazios de hidrelétricas na ausência de água? Turbinas precisam de água para serem acionadas. E se os empreendimentos esperam utilizar água em períodos horários para cobrir picos de demanda, qual a razão de contrato de potência de 15 anos?

Defendemos que o uso de hidrelétricas de reservatório e possíveis ampliações e modernizações de tais usinas sejam remuneradas exclusivamente por serviços ancilares. As geradoras do SIN estão corretas em exigir que tal remuneração se dê com base em preços de mercado, porém não há razão para incorporar hidrelétricas em leilões de reserva de capacidade na forma de potência. Leilões de reserva de potência – assim como nos sistemas elétricos colombiano, peruano e chileno – deve contar com fontes despacháveis de reservatórios equivalentes, no caso termelétricas a gás natural ou diesel de ciclo aberto e sem inflexibilidade.

Em relação à necessidade de potência no decênio 2024-33E estimamos em cenário base até 11,7 GW e 16,9 GW em cenário de hidrologia desfavorável vs. até 8,6 GW de estimativa da EPE.

CBIE Advisory - Análise de necessidade de potência										
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CBIE Advisory - Limite Superior	-	-	(1,49)	(4,11)	(4,33)	(6,09)	(8,94)	(10,54)	(15,16)	(16,92)
CBIE Advisory - Cenário Base	-	-	-	-	(1,52)	(3,49)	(5,30)	(7,29)	(10,48)	(11,70)
CBIE Advisory - Limite Inferior	-	-	-	-	-	(0,06)	(1,10)	(2,76)	(4,73)	(5,42)
EPE (PDE 2031) *	-	-	-	(1,27)	(3,75)	(6,16)	(8,63)	-	-	-

EPE antecipou a violação de potência para 2027 no PDE 2032

Finalmente, cumpre-se destacar a importância de o Brasil retirar as barreiras para desenvolvimento de oferta doméstica de gás natural, fonte mais competitiva para prover potência ao sistema seja do ponto de vista de emissões (menor nível dentro as fosséis) seja do ponto de vista de atributo (fonte despachável, estocável e de rápida disponibilização em configuração de ciclo aberto). O país vem reinjetando até 70 milhões de m³ por dia de gás natural vs. uma demanda reportada em 2023 de 63 milhões de m³ por dia. Iniciativas como a inclusão dos custos de construção de gasodutos de escoamento e unidades de processamento e tratamento de gás via swap do custo em óleo de contratos de partilha configura-se como alternativa atrativa para eliminar gargalos de infraestrutura de gás natural e, conseqüentemente, liberando-se volume significativo de molécula de gás natural que além de reduzir ou eliminar a necessidade de importação de GNL, traria um efeito positivo de redução de preços para consumidores finais, além dos impactos na balança comercial brasileira.

Portanto, destravar nova oferta de gás natural – análogo ao que está ocorrendo nos EUA e países do Sudeste Asiático, China, Índia etc. – como alternativa de prover confiabilidade e segurança energética para matrizes elétricas mundiais é fundamental para o país. E não custa lembrar que ao desenvolver malha de gasodutos para o interior do país de forma a gradativamente contarmos com uma malha interligada de transporte de gás natural (assim como o caso da transmissão de energia elétrica), os mesmos gasodutos poderão ser utilizados pelo desenvolvimento da oferta de biometano, gás renovável, cujo potencial está espalhado em todo o país, mas em particular no Brasil Central que concentra o agronegócio nacional juntamente com a região do MATOPIBA.

ÍNDICE

1. Planejamento & Operação do Setor Elétrico Brasileiro	9
1.1 Evolução da Capacidade de Geração de Energia desde Racionamento de 2001	9
1.2 Novas Modalidades de Leilões de Energia	14
1.3 Situações dos reservatórios	16
2. Balanço de Oferta e Demanda de Energia 2024-2032.....	20
2.1 Demanda de Energia.....	20
2.2 Oferta de Energia.....	21

Lista de Figuras:

Figura 01 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Centralizada – 2001-2023 (ANEEL, EPE)

Figura 02 – Capacidade Equivalente de Armazenamento 2000-2033E – meses (ONS)

Figura 03 – Evolução da Tarifa Média Residencial – 2013-2023 – R\$/MWh (ANEEL)

Figura 04 – Resultado do 1º Leilão de Reserva de Capacidade 2021 - Potência (ANEEL)

Figura 05 – Calendário de Leilões de Geração de Energia – 2024-2025 (MME)

Figura 06 – Nível de reservatórios – Mar 2024 (ONS)

Figura 07 – Evolução da ENA Bruta (% da MLT) – Principais bacias hidrográficas – 2004-23 (ONS)

Figura 08 – Premissas Gerais e Consumo de Eletricidade – EPE vs. CBIE

Figura 09 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2022-2032E – EPE vs. CBIE

Figura 10 – Capacidade Instalada de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro – Dez 2023 (MME)

Figura 11 – Evolução da Expansão Contratada de Geração – MW (ANEEL)

Figura 12 – Evolução da Capacidade Geração Existente e Contratada – 2022-2032 (EPE)

1. Planejamento & Operação do Setor Elétrico Brasileiro

1.1 Evolução da Capacidade de Geração de Energia desde Racionamento de 2001

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a capacidade instalada de geração de energia centralizada passou de 74.877 MW em 2001 para 199.389 MW ao final de 2023, um aumento médio anual (CAGR) de 4,6% no período. Do ponto de vista de representatividade das fontes, as hidrelétricas respondiam por 83,3% da matriz elétrica nacional em 2001 e 55,1% em 2023. Dado que a mudança na capacidade nuclear foi imaterial no período, as principais fontes que concentraram o crescimento da matriz elétrica desde a retomada de novos leilões de energia a partir de 2005 foram:

1. Hidrelétrica (incluindo PCHs e CGHs): 38.825 MW (36,9%)
2. Eólica: 29.696 MW (28,2%)
3. Biomassa: 14.052 MW (13,4%)
4. Solar: 10.083 MW (9,6%)
5. Gás Natural: 8.522 MW (8,1%)
6. Carvão Mineral: 2.046 MW (1,9%)
7. Óleo Combustível: 2.002 MW (1,9%)

Do aumento verificado no período de 2005 a 2023 de 105.226 MW, 892.656 MW (88,1%) foram oriundos de fontes renováveis e 12.570 MW (11,9%) de fontes não renováveis, mantendo-se a vocação secular da matriz brasileira de ser uma das mais renováveis do mundo, com 83,8% de sua capacidade instalada de geração oriunda de fontes renováveis vs. média de 29% no mundo.

Da expansão renovável, cumpre-se destacar que 42,9% foram de fontes intermitentes (em particular eólica e solar) ou 39.779 MW, e 52.876 MW (57,1%) de fontes despacháveis, das quais 38.825 MW de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e 14.052 MW de biomassa (principalmente bagaço de cana de açúcar).

Figura 01 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Centralizada – 2001 – 2023 (ANEEL, EPE)

Usinas em Operação	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	CAGR (%)
Hidrelétrica (UHE)	61.554	63.502	66.460	67.778	69.631	72.005	74.937	74.901	75.484	77.090	78.347	79.956	81.132	84.095	86.366	91.499	94.662	98.287	102.999	103.027	103.003	103.176	103.198	2,4%
PCH	855	895	1.151	1.220	1.330	1.566	1.820	2.490	2.953	3.428	3.896	4.101	4.620	4.790	4.886	4.941	5.020	5.157	5.291	5.429	5.513	5.690	5.823	9,1%
CGH	0	77	87	90	99	107	112	154	173	185	216	236	266	308	398	484	594	695	768	816	834	865	863	12,2%
Éólica	21	22	22	29	29	237	247	398	602	927	1.426	1.894	2.202	4.888	7.633	10.124	12.283	14.390	15.378	17.131	20.771	24.129	29.725	39,1%
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	5	15	21	24	935	1.798	2.473	3.287	4.632	7.348	10.083	103,2%
Termelétrica	10.481	13.813	16.130	19.556	19.770	20.372	21.229	22.999	25.351	29.689	31.243	32.778	36.528	37.827	39.564	41.275	41.537	40.523	41.219	43.057	44.866	47.643	47.707	7,1%
Biomassa					3.338	3.702	4.103	5.054	5.717	7.927	9.028	9.923	11.601	12.341	13.257	14.147	14.505	14.790	14.978	15.306	15.896	17.060	17.390	9,6%
Bagaçó					2.298	2.644	3.023	3.687	4.096	6.183	7.213	8.095	9.435	9.881	10.573	10.979	11.158	11.368	11.438	11.712	11.681	12.269	12.416	9,8%
Outras					1.040	1.058	1.080	1.367	1.622	1.744	1.815	1.828	2.166	2.460	2.684	3.168	3.347	3.422	3.540	3.594	4.215	4.791	4.931	9,0%
Biogás					20	20	20	32	45	68	71	79	80	70	84	119	135	140	186	206	228	269	242	15,0%
Capim Elefante					0	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	66	32	32	32	32	32	32	50	3,8%
Carvão Vegetal					8	8	8	17	25	25	25	25	25	51	51	54	43	43	48	38	38	46	38	9,1%
Casca de Arroz					6	6	19	25	31	19	33	36	36	38	45	45	45	45	53	53	53	53	59	13,2%
Gás de Alto Forno					22	22	22	70	85	88	88	93	93	108	112	115	114	128	128	128	128	128	124	10,2%
Lixívia					783	785	795	970	1.146	1.241	1.245	1.236	1.530	1.785	1.923	2.333	2.543	2.556	2.544	2.541	2.962	3.299	3.316	8,4%
Óleos Vegetais					0	0	0	0	0	0	4	4	4	19	27	4	4	4	4	4	4	17	17	12,1%
Lenha - Resíduos Florestais					202	216	216	253	289	303	317	322	366	358	409	432	431	474	544	592	769	946	1.084	9,8%
Fóssil					15.809	16.035	16.279	17.098	18.755	20.373	20.818	21.444	23.590	24.149	24.961	25.550	25.453	24.127	24.642	26.172	27.436	28.693	28.758	3,4%
Carvão Mineral					1.415	1.415	1.415	1.473	1.530	1.944	1.944	2.304	3.389	3.389	3.389	3.389	3.324	2.858	3.228	3.203	3.203	3.086	3.461	5,1%
Gás de Refinaria					282	282	282	282	282	305	305	342	254	321	316	316	316	320	320	320	320	420	460	2,8%
Gás Natural					9.638	9.820	10.194	10.353	11.756	11.255	11.525	11.439	12.300	12.550	12.428	12.965	12.980	13.359	13.385	14.927	16.219	17.818	18.159	3,6%
Óleo Combustível					1.009	1.271	1.339	1.514	1.564	2.732	3.028	3.801	3.965	4.065	3.197	4.020	4.056	3.363	3.316	3.256	3.118	3.307	3.010	6,3%
Óleo Diesel					3.335	3.116	2.919	3.345	3.491	4.007	3.885	3.427	3.551	3.823	5.632	4.825	4.737	4.186	4.353	4.440	4.549	3.995	3.606	0,4%
Óleo Ultraviscoso					131	131	131	131	131	131	131	131	131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,0%
Outras					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	41	41	40	27	27	68	61	8,1%
Efluentes Industriais					623	635	847	847	879	1.388	1.396	1.411	1.337	1.337	1.346	1.578	1.579	1.606	1.599	1.579	1.535	1.890	1.559	5,2%
Efluente Gasoso					17	17	214	213	211	211	211	211	162	162	160	176	172	172	66	66	66	66	167	13,4%
Enxofre					31	43	55	56	57	57	57	60	60	60	71	71	71	71	79	79	72	182	182	10,3%
Gás de Alto Forno					163	163	168	168	200	207	212	212	216	216	216	422	422	417	512	493	468	353	347	4,3%
Gás de Processo					132	132	132	132	132	635	638	650	674	674	674	654	658	721	715	715	702	620	405	6,4%
Gás Siderúrgico					278	278	278	278	278	278	278	278	225	225	225	255	255	225	226	226	226	568	460	2,8%
Fontes Desconhecidas					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0	N/A
Nuclear	1.966	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	1.990	0,0%										
Total	74.877	80.315	85.857	90.679	92.865	96.294	100.352	102.949	106.570	113.327	117.135	120.975	126.743	133.913	140.858	150.338	157.021	162.840	170.118	174.737	181.610	190.841	199.389	4,6%
Renováveis - %	86,0%	82,8%	81,2%	78,4%	82,3%	82,7%	82,9%	82,6%	81,6%	80,8%	81,0%	81,1%	80,3%	81,0%	81,3%	82,0%	82,8%	84,2%	84,6%	84,1%	84,0%	84,0%	84,8%	82,5%
Não Renováveis - %	14,0%	17,2%	18,8%	21,6%	17,7%	17,3%	17,1%	17,4%	18,4%	19,2%	19,0%	18,9%	19,7%	19,0%	18,7%	18,0%	17,2%	15,8%	15,4%	15,9%	16,0%	16,0%	15,2%	17,5%

Dada a predominância de fontes intermitentes na expansão da matriz elétrica nos últimos 18 anos, a reserva girante do sistema elétrico brasileiro (SEB) – número de meses que os reservatórios conseguem atender a demanda de energia na ausência de chuvas – reduziu-se praticamente pela metade, passando-se de 5,9 meses ao final de 2004 para 3,5 meses ao final de 2023.

Figura 02 – Capacidade Equivalente de Armazenamento 2000-2033E – meses (ONS)



A combinação da redução da reserva girante com regimes hidrológicos desfavoráveis a partir de 2013 até 2021 – com volume de chuvas abaixo das médias históricas particularmente no principal subsistema elétrico Sudeste / Centro-Oeste que responde por 70,1% da capacidade máxima de armazenamento – tornou o sistema elétrico altamente dependente de variáveis climáticas exógenas como hidrologia, velocidade dos ventos e níveis de irradiação solar, exacerbando-se a relevância do planejamento da expansão e operação do sistema para que se garanta a confiabilidade elétrica, a busca contínua pela modicidade tarifária e evitem-se situações de desabastecimento/acionamento.

Figura 03 – Evolução da Tarifa Média Residencial – 2013-2023 – R\$/MWh (ANEEL)

Tarifa Média de Aplicação Residencial	2013A	2014A	2015A	2016A	2017A	2018A	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	Variação 2022x2013	Variação anual	Aumento em termos reais*
IPCA (%) - a.a.	5,91%	6,41%	10,67%	6,29%	2,95%	3,75%	4,31%	4,52%	10,06%	5,79%	4,62%	179,7%	5,47%	-
R\$/MWh - com tributos	344,4	374,3	546,2	580,4	584,6	656,4	705,9	699,2	817,8	820,6	807,6	234,5%	9,93%	4,5%
Aumento das tarifas de distribuição vs. inflação													1,82x	
R\$/MWh - antes de tributos	300,2	354,4	462,8	456,0	477,5	548,3	557,2	575,1	622,2	688,7	725,5	141,7%	10,3%	4,8%
Geração	137,4	176,5	202,7	179,2	201,0	242,1	251,1	241,0	253,4	260,3	273,7	99,2%	8,0%	2,5%
Perdas	30,0	39,1	44,2	41,3	45,5	55,1	57,3	54,5	58,5	63,6	64,7	115,7%	8,9%	3,4%
Transmissão	8,3	11,8	13,9	12,2	30,2	32,3	30,6	39,1	43,5	49,0	60,6	630,1%	24,7%	19,2%
Distribuição	105,9	110,1	117,6	128,5	133,1	148,7	157,9	171,0	192,3	225,2	231,8	118,9%	9,1%	3,6%
Encargos	17,9	18,1	84,8	94,5	68,8	70,1	60,3	71,7	100,6	147,7	137,4	667,6%	25,4%	19,9%
Outros	0,7	-1,2	-0,4	0,3	-1,1	0,0	0,0	-2,2	-26,1	-57,1	-42,7			

* Considera inflação média anualizada medida pelo IPCA no período de 5,47% a.a.

Para que o Brasil fosse capaz de evitar situações de racionamento em 2021, como ocorrido em 2001, o papel das termelétricas foi fundamental para prover segurança e confiabilidade elétrica ao longo de ao menos três situações de risco elevado de racionamento que o país conviveu após o racionamento de 2001, quais sejam:

- **2007-08:** Combinação de crescimento de demanda com regime adverso hidrológico levou a quebra de comercializadora que atendia a Cemig em janeiro de 2008 e preços de energia de curto prazo (sigla PLD – Preço de Liquidação da Diferença) de R\$570/MWh no auge do período úmido. O reequilíbrio do balanço de oferta e demanda se deu pelo lado da demanda em razão da crise do *subprime* nos EUA que impactou significativamente o consumo de energia no Brasil – em particular o industrial – evitando-se a necessidade de um racionamento, cujo risco ao final do período chuvoso no país (abril/maio 2008) estava altíssimo;
- **2014-15:** A aprovação da medida provisória #579 de 11 de Setembro de 2012, juntamente com a medida provisória #591/2012 que propunha a antecipação da renovação de concessões de ativos de geração e transmissão de energia elétrica cujos contratos venceriam em 2015 gerou uma redução de tarifa a partir de Janeiro de 2013 de 18% em média, portanto estimulando-se maior consumo de energia em momento em que já se deflagrava um regime hidrológico adverso com chuvas abaixo da média histórica ao longo do período úmido (2013-14 e 2014-15). Essa combinação de fatores levou preços PLD alcançarem os tetos do período de R\$822,83/MWh e um volume de despacho térmico fora da ordem de mérito significativamente superior às estimativas adotadas pelos modelos computacionais de operação do sistema (20-30% do tempo vs. previsão de 5-10%). Novamente, o lado da demanda foi principal fator para reequilíbrio do balanço de oferta e demanda devido à contratação da economia brasileira nos anos de 2015 e 2016 de -3,55% e -3,31%, respectivamente.
- **2020-21:** O Brasil vivenciou o pior regime hidrológico de sua história durante o período úmido de 2020-21, com os menores volumes de chuva em relação à média histórica desde 1931 quando o país passou a computar dados de hidrologia. Adicionalmente, após uma retração econômica de 4,1% no ano de 2020 devido aos efeitos da pandemia de Covid19, cujo primeiro caso foi confirmado em 26 de fevereiro de 2020, o ano de 2021 apresentou um crescimento econômico de 4,6% graças ao efeito combinado da evolução do grau de vacinação da população brasileira e transferências de recursos do governo, como o auxílio emergencial, que aos poucos permitiu a retomada da atividade econômica. Para se evitar a conflagração de um novo programa de racionamento o governo adotou uma série de medidas do lado da oferta e demanda de energia elétrica que permitiu ao país superar sua maior crise energética sem a necessidade de adoção de um racionamento físico, embora do ponto de vista econômico os impactos foram bastante significativos.
- **2022-23:** Após vivenciar a pior crise hídrica da série histórica, o Brasil recebeu volumes de chuvas acima da média histórica em 2022, influenciado pela formação de La Niña, que favoreceu uma boa hidrologia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Esse movimento permitiu com que os reservatórios iniciassem o período seco do ciclo 2022-23 acima de 80%, o que resultou em preços de energia próximos ao PLD mínimo ao longo de todo ano. Os reservatórios encerraram o período seco acima dos 60%, favorecendo o despacho hidrelétrico em 2023, apesar da formação de El Niño. A despeito da maior tranquilidade em relação a geração

hidrelétrica nos últimos dois anos, é necessário que se desenhe um planejamento energético com foco em mitigar os efeitos do risco hidrológico e afastando a possibilidade de racionamentos físicos e econômicos, além de oferecer maior previsibilidade e menor volatilidade de tarifas.

As lições com a experiência com a gestão da crise energética possibilitou que o governo introduzisse no planejamento e na operação do sistema novos mecanismos de leilões que não ficassem circunscritos ao atendimento da demanda de energia exclusivamente, mas também à demanda de potência que, em razão de déficits hidrológicos e/ou volatilidade associada a geração de energia por fontes intermitentes, como a eólica e solar, mostrou-se uma grande preocupação setorial na busca da confiabilidade elétrica e robustez do abastecimento de eletricidade no país.

1.2 Novas Modalidades de Leilões de Energia

Quando o novo modelo setorial foi instalado (2004), o país voltou a contar com uma agenda recorrente de leilões para contratação de nova capacidade de geração por parte das distribuidoras divididos inicialmente entre leilões de energia nova (LEN), Leilões de energia existente (LEE) e modalidades específicas como Leilão de Energia de Reserva (LER), Leilão de Fontes Alternativas (LFA), Leilão de Ajuste (LAJ), Leilão Estruturante (LPE) e Leilão do Sistema Isolado (LSI).

No âmbito das discussões de modernização do setor elétrico brasileiro, conforme Consultas Públicas (CPs) #21/16 e #33/17 foi amadurecendo o conceito de separação entre lastro ou potência e energia que culminou com o projeto de lei #232/16 aprovado no Senado e atualmente na Câmara Federal sob o número #414/21. Dessa forma, por intermédio das leis #14.120/21 e Decreto #10.707/21 e #14.182/21 e Decreto #11.042/22 foram lançadas duas novas modalidades de leilão respectivamente:

- **Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência**
- **Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Energia**

O governo também introduziu um leilão emergencial em 2021, conforme Portaria Normativa #24/2021 intitulado Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para contratação de energia de empreendimentos novos e existentes para o período de maio de 2022 a Dezembro de 2025. Todavia, após a melhora substancial do regime hidrológico durante o período úmido 2021-22 e levando-se em consideração atrasos na entrada em operação de usinas, o governo publicou em 20 de dezembro de 2022 a portaria #55/2022 para rescisão amigável dos Contratos de Energia de Reserva (CER) firmados em decorrência do PCS de 25 de Outubro de 2021. Logo, não se projeta que teremos certames nessa modalidade futuramente.

O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) é um leilão de capacidade puro em que só há a possibilidade de contratar a potência da usina, portanto com energia requerida igual a zero. O objetivo é ter usinas que receberão uma receita fixa ao longo de 15 anos e que permanecerão não contratadas (Merchant) e que, quando da necessidade de prover potência ao sistema terão o repasse dos custos dos combustíveis via CVU, portanto sendo plantas totalmente flexíveis. Para o certame de 21 de Dezembro de 2021 ficou estabelecido um CVU teto de R\$600/MWh, o que comprometeu a participação de usinas a óleo diesel (OD) e/ou óleo combustível (OC). A disponibilização da potência contratada no leilão será exigida a partir de Julho de 2026 pelo prazo de 15 anos.

Ao todo 4.596,9 MW foram contratados como potência no certame divididos entre 17 projetos, dos quais 9 de usinas a gás natural, 7 de usinas a óleo diesel e óleo combustível – com liminares para considerarem CVU acima de R\$600/MWh – e uma de biomassa de bagaço de cana, o equivalente a uma receita fixa anual de R\$3,45bn.

Em 13 de Abril de 2022, a ANEEL homologou o resultado do leilão somente considerando as usinas a gás natural e biomassa de bagaço de cana de açúcar.

Figura 04 – Resultado do 1º Leilão de Reserva de Capacidade 2021 - Potência (ANEEL)

Resultados Leilão de Reserva de Capacidade - 2021							
Usina	Disponibilidade de Potência (MW)	Preço (R\$/MW)	Receita Fixa (R\$/ano)	Localização	Fonte	Invest. Previsto (R\$)	Empresa / Consórcio
Azulão	267,31	878.000	216.869.653	AM	Gás Natural	R\$ 915.400.240,00	Azulão Geração de Energia S.A.
Global I	126,53	879.227	91.878.393	BA	Óleo Combustível	R\$ 20.000.000,00	Companhia Energética Candeias
Global II	126,34	879.227	91.740.425	BA	Óleo Combustível	R\$ 20.000.000,00	Companhia Energética Candeias
Potiguar	45,54	873.761	28.585.167	RN	Óleo Diesel	R\$ 15.000.000,00	Companhia Energética Potiguar
Potiguar III	48,51	873.761	30.451.969	RN	Óleo Diesel	R\$ 15.000.000,00	Companhia Energética Potiguar
William Arjona	148,30	877.700	119.489.141	MS	Gás Natural	R\$ -	DELTA GERAÇÃO DE ENERGIA - INVESTIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA
Geramar I	145,54	872.388	108.615.000	MA	Óleo Combustível	R\$ -	Gera Maranhão - Geradora de Energia do Maranhão S.A.
Geramar II	145,54	872.388	108.615.000	MA	Óleo Combustível	R\$ -	Gera Maranhão - Geradora de Energia do Maranhão S.A.
Luiz Oscar Rodrigues de Melo	190,87	878.152	153.867.846	ES	Gás Natural	R\$ 105.800.000,00	LINHARES GERAÇÃO S/A
Parnaíba IV	39,33	881.000	32.083.083	MA	Gás Natural	R\$ -	Parnaíba II Geração de Energia S.A.
Ibirité	197,87	878.152	159.513.330	MG	Gás Natural	R\$ -	Petróleo Brasileiro S.A.
Termorio	922,35	876.685	742.202.125	RJ	Gás Natural	R\$ -	Petróleo Brasileiro S.A.
PORTOCÉM I	1.437,69	843.975	1.157.038.878	CE	Gás Natural	R\$ 4.225.156.350,00	PORTOCÉM GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.
Termopernambuco	498,17	487.413	207.000.000	PE	Gás Natural	R\$ 50.584.000,00	Termopernambuco S.A.
Viana	166,44	878.152	123.076.542	ES	Óleo Combustível	R\$ 93.500.000,00	TERMELETRICA VIANA S/A
Trombudo	24,96	875.346	20.060.000	SC	Gás Natural	R\$ 17.764.900,00	Beta Produtora de Energia S/A
Cidade do Livro	65,60	877.321	55.900.000	SP	Bagaço de Cana de Açúcar	R\$ 502.299.200,00	USINA TERMELETRICA LENCOIS PAULISTA SPE S.A.
Total	4.596,88	824.402	3.446.986.554			5.980.504.690,000	

O edital do Leilão de Reserva de Capacidade 2024, prevê a contratação de 3 tipos de empreendimentos, sendo eles:

- **Térmicas para 2027:** Contratação de potência de usinas termelétricas com entrega a partir de 1 de julho de 2027, com contratos 7 anos, sem inflexibilidade.
- **Térmicas para 2028:** Contratação de potência de usinas termelétricas com entregas a partir de 1 de julho de 2028, com contratos de 15 anos, sem inflexibilidade
- **Hidrelétricas para 2028:** Contratação de potência de usinas hidrelétricas com entregas a partir de 1 de julho de 2028, com contratos de 15 anos. Podem participar empreendimentos para ampliação de capacidade instalada de usinas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas depois de 2013.

Figura 05 – Calendário de Leilões de Geração de Energia – 2024-2025 (MME)

2024	2025
Reserva de Capacidade (Energia) – Julho	Reserva de Capacidade (Energia) - Julho
Leilão de Energia Nova - LEN A-4 - Agosto	Leilão de Energia Nova - LEN A-4 - Agosto
Leilão de Energia Nova - LEN A-6 - Agosto	Leilão de Energia Nova - LEN A-6 - Agosto
Reserva de Capacidade (Potência) - Novembro	Reserva de Capacidade (Potência) - Novembro
A-1 - Dezembro	A-1 - Dezembro
A-2 - Dezembro	A-2 - Dezembro

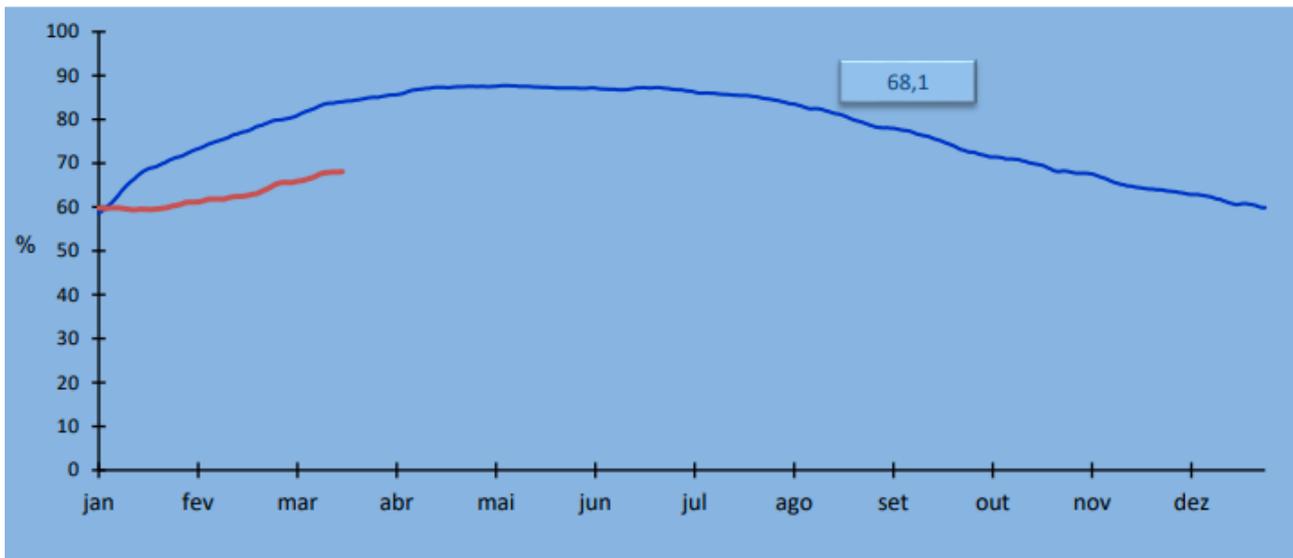
1.3 Situações dos reservatórios

Neste subcapítulo discutiremos o cenário hidrológico verificado nos últimos meses e suas consequências para o sistema elétrico brasileiro. O ano de 2023 apresentou níveis de precipitação mais em linha com a média histórica ao longo do primeiro semestre do ano, o oposto do que ocorreu no segundo semestre, quando os efeitos do El Niño foram mais sensíveis. Entretanto, a herança de reservatórios a níveis satisfatórios associados a recomposição adequada no período úmido permitiu que os reservatórios chegassem ao mês de outubro com situação confortável, sendo que os reservatórios do subsistema sudeste/Centro-Oeste, o maior do sistema interligado, chegou a 68% da capacidade total no mês de outubro vs. 49% registrados no mesmo período em 2022. Válido mencionar que o mês de outubro marca o fim do período seco, ou seja, mês em que os reservatórios costumam estar mais vazios.

Apesar do alto nível de reservatório registrado ao final do período seco, efeitos do El Niño desencadearam uma maior irregularidade de chuvas no início do período úmido do ciclo de 2024. Conforme pode-se observar na imagem abaixo, os reservatórios iniciaram o ano em patamares inferiores aos verificados no início do ano de 2023, sendo que até o mês de março de 2023 não houve recomposição significativa nos níveis dos reservatórios, acendendo alerta para 2024.

A expectativa é de que os efeitos do fenômeno durem até o fim do próximo mês, com chances de formação de La Niña no segundo semestre do ano, o que tende a favorecer maiores níveis de chuvas no Norte e Nordeste e maior seca na região sul. Efeitos da La Niña sobre a região Sudeste/Centro-Oeste permanecem como uma incógnita, sendo que em alguns anos a região apresenta maiores níveis de precipitação e em outros menores.

Figura 06 – Nível de reservatórios – Mar 2024 (ONS)



Dada a redução na reserva girante da SEB para 3,5 meses e a predominância de fontes intermitentes na expansão indicativa de geração de energia, o sistema elétrico brasileiro se tornou altamente dependente de hidrologia, bem como a velocidade dos ventos e níveis de irradiação solar para a manutenção de sua confiabilidade, tornando necessário que o planejamento energético leve em consideração a implementação de fontes não intermitentes na matriz de geração para que se garanta a confiabilidade e a segurança do sistema.

Apesar das preocupações com questões de ESG, destacamos alguns dados: ao longo dos próximos anos, é programada a retirada de 13.000 MW de usinas térmicas, principalmente usinas a óleo combustível, que deverão ter contratos terminados em sua totalidade até o ano de 2028. Ou seja, ainda que houvesse maior penetração de térmicas a gás natural na matriz de geração nos próximos anos, ainda estaríamos retirando emissões de CO₂ de nosso sistema, que já é um dos mais renováveis do mundo.

Em tempos de intermitência, quando não há sol ou vento, nosso sistema necessita de fontes de despacho firme, como térmicas a gás natural, que são menos poluentes que outras térmicas como as movidas a óleo diesel.

Analisando os dados de hidrologia, nota-se um pequeno aumento da Energia Natural Afluyente (ENA) que, conforme discutido anteriormente, se deve a níveis de precipitações acima da média histórica ocasionadas por um fenômeno natural exógeno. Quando analisamos a linha histórica completa, percebe-se diminuição consistente da ENA em relação à média de longo termo (MLT) que é computada desde 1930.

Do ponto de vista dos subsistemas, considerando os últimos 20 anos (2004 até 2023), a média da ENA verificada em relação à MLT foi de 100,2% / 107,4% / 93,6% / 102,5% para o SE/CO, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente. Nesse horizonte de 20 anos, a ocorrência de vazões em linha ou acima da MLT foi de 50% / 45% / 50% / 45% do tempo para os reservatórios supracitados. E ao encurtar os períodos de análise para horizontes de 10 e 5 anos, a fotografia se torna ainda mais crítica.

- **Últimos 10 anos de hidrologia (2014-2023):** ENA bruta em relação à MLT de 80,16% no SE/CO (-20,08 p.p.), 76,20% no Nordeste (-17,36 p.p.), 121,18% no Sul (+13,77 p.p.) e 92,24% no Norte (-10,27 p.p.). O número de ocorrências de hidrologia em linha ou acima da MLT no período foi de 20% / 20% / 60% / 30% do tempo, respectivamente;
- **Últimos 5 anos de hidrologia (2019-2023):** ENA bruta em relação à MLT de 87,17% no SE/CO (+7,01 p.p.), 80,88% no Nordeste (+4,08 p.p.), 63,53% no Sul (-57,65 p.p.) e 119,59% no Norte (+27,35 p.p.). O número de ocorrências de hidrologia em linha ou acima da MLT no período foi de 40% / 40% / 20% / 40% do tempo, respectivamente;

De forma a aprofundar a análise e utilizando os mesmos recortes temporais, nós analisamos o histórico de hidrologia das principais bacias hidrográficas que compõem cada subsistema elétrico, conforme figura abaixo.

Os dados agregados revelam que nos últimos 20 anos, a ENA reportada foi de 99,7% da MLT, passando-se para 82,9% na última década e 86,1% nos últimos 5 anos. O número de observações de ENA de pelo menos 95% da MLT passou de 10 ocorrências desde 2004 (portanto 50% do tempo), para 2 ocorrências na última década (20% do tempo) e 2 nos últimos 5 anos (40% do tempo).

Figura 07 – Evolução da ENA Bruta (% da MLT) – Principais bacias hidrográficas – 2004-2023 (ONS)

Subsistema	Bacia	%	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Média - 20 anos	# >=95 %	Média - 10 anos	# >=95% 5 anos	Média - 5 anos	# >=95%
SE/CO	Paranaíba	38,4%	63,7	82,8	86,4	130,7	123,5	181,8	60,1	190,3	143,3	116,2	136,4	44,6	90,6	73,5	40,6	48,9	63,5	81,9	48,9	76,9	85,2	107,7	43,1	94,4	8	67,02	1	72,37	1
	Grande	25,3%	56,9	81,0	85,5	182,0	80,6	141,8	88,8	208,9	152,3	133,5	142,3	57,9	70,0	65,1	65,8	51,3	51,8	84,0	67,1	104,9	77,0	162,4	48,4	101,8	8	77,78	2	91,98	2
	Tocantins	17,2%	81,7	97,4	81,0	78,9	128,0	88,1	47,7	133,8	135,3	102,4	132,7	53,5	206,3	97,1	25,5	38,3	74,1	72,9	34,8	60,4	272,2	191,3	40,6	100,7	9	90,73	3	119,86	2
	Paranapanema	5,8%	110,3	97,6	99,9	93,9	82,9	82,3	83,9	60,7	217,2	175,6	66,0	123,8	73,3	145,7	281,7	93,5	344,9	73,1	66,3	63,9	29,7	101,0	53,0	115,6	7	125,26	4	62,77	1
	Tiete	4,7%	95,9	102,4	85,6	108,0	76,0	128,5	68,5	112,8	210,1	136,3	82,6	201,0	252,6	112,9	152,2	79,2	126,2	67,8	73,9	95,0	73,9	157,3	52,8	118,4	12	99,11	5	90,56	2
	Paraíba do Sul	3,6%	80,4	86,6	78,4	114,1	88,4	127,3	58,0	153,4	171,1	148,0	106,0	90,6	78,6	45,7	70,0	55,6	75,0	91,3	63,4	129,7	87,6	125,1	66,8	97,3	8	81,01	2	94,51	2
	Parana	1,8%	91,4	125,7	113,5	170,5	139,5	163,3	103,6	115,6	164,4	129,7	112,0	81,3	85,9	118,0	136,5	89,8	146,8	79,9	97,2	76,2	88,3	95,8	60,4	112,7	13	98,87	5	83,56	2
	São Francisco	1,3%	50,1	72,4	67,5	87,0	147,8	161,6	69,7	101,7	108,0	98,3	158,3	47,1	135,3	74,3	37,0	87,5	92,8	71,5	71,0	58,9	118,3	127,0	28,3	94,1	9	76,65	2	80,71	2
Subtotal		98,2%	70,4	87,5	85,9	131,1	107,8	144,0	68,0	169,9	152,8	123,9	129,2	64,2	112,4	81,4	66,9	53,3	84,4	79,8	55,1	83,1	112,5	139,1	46,1	100,2	10	80,16	2	87,17	2
Sul	Iguaçu	51,2%	135,9	101,1	72,9	72,1	43,8	123,3	115,8	38,5	174,1	253,3	56,3	76,9	60,2	166,8	248,0	134,2	195,5	61,1	45,4	96,0	21,8	114,9	79,8	108,9	10	116,35	6	71,59	2
	Uruguai	29,9%	133,0	123,9	67,6	51,5	34,7	81,3	95,0	49,9	98,0	131,8	46,5	123,8	48,8	207,2	264,9	219,9	123,0	103,1	32,7	48,9	21,6	67,5	113,0	98,1	10	120,17	6	56,75	1
	Jacui	15,7%	110,4	179,5	108,7	44,2	39,4	63,1	158,3	63,0	174,6	87,1	36,9	223,2	101,3	258,9	459,3	228,2	76,0	123,9	33,4	30,6	16,0	33,4	131,5	119,1	9	139,12	5	48,98	1
	Capivari	1,9%	110,3	95,3	86,1	189,9	90,6	44,2	62,6	57,6	170,8	105,2	112,1	126,0	96,9	135,3	177,3	69,1	354,1	57,3	57,0	58,8	88,0	89,6	75,6	110,9	9	116,22	3	73,82	0
	Paranapanema	1,3%	110,3	97,6	99,9	93,9	82,9	82,3	83,9	60,7	217,2	175,6	66,0	123,8	73,3	145,7	281,7	93,5	344,9	73,1	66,3	63,9	29,7	101,9	53,0	115,7	7	125,35	4	62,95	1
Subtotal		100,0%	130,2	120,1	77,5	64,1	41,8	99,2	114,8	46,4	151,9	187,1	51,5	115,4	64,1	192,4	285,3	172,8	160,0	83,6	40,2	70,5	22,2	87,3	97,4	107,4	10	121,18	6	63,53	1
Nordeste	São Francisco	96,9%	50,1	72,4	67,5	87,0	147,8	161,6	69,7	101,7	108,0	98,3	158,3	47,1	135,3	74,3	37,0	87,5	92,8	71,5	71,0	58,9	118,3	127,0	28,3	94,1	9	76,65	2	80,71	2
	Jequitinhonha	2,0%	0,0	0,0	21,6	75,1	40,8	97,7	17,9	181,2	49,5	51,9	73,1	8,7	232,5	19,5	5,5	9,1	9,4	46,7	6,2	40,9	299,4	87,8	13,7	68,3	4	53,82	1	89,60	1
Subtotal		98,9%	49,1	71,0	66,6	86,8	145,7	160,4	68,7	103,2	106,9	97,4	156,6	46,4	137,2	73,2	36,3	86,0	91,1	71,0	69,7	58,6	121,9	126,2	28,0	93,6	9	76,20	2	80,88	2
Norte	Tocantins	94,7%	81,7	97,4	81,0	78,9	128,0	88,1	47,7	133,8	135,3	102,4	132,7	53,5	206,3	97,1	25,5	38,3	74,1	72,9	34,8	60,4	272,2	189,4	40,6	100,6	9	90,54	3	119,49	2
	Amazonas	5,3%	118,7	76,5	77,6	97,4	142,7	132,8	109,1	175,6	269,9	79,9	160,9	92,2	249,0	151,3	81,2	93,7	148,8	144,6	126,7	83,3	200,6	135,7	60,5	136,8	14	122,64	6	121,36	3
Subtotal		100,0%	83,6	96,3	80,8	79,8	128,7	90,5	51,0	136,0	142,4	101,2	134,2	55,6	208,5	100,0	28,5	41,3	78,1	76,7	39,7	61,6	268,4	186,6	41,7	102,5	9	92,24	3	119,59	2
Total		98,5%	71,4	87,3	81,6	116,0	111,1	141,1	70,4	147,8	144,0	122,3	129,0	64,1	118,5	88,5	74,4	66,6	90,4	78,4	55,9	76,7	116,2	135,7	46,2	99,7	10	82,90	2	86,12	2

2. Balanço de Oferta e Demanda de Energia 2024-2032

Dado que a EPE não divulgou uma nova versão do Plano Decenal de Expansão de Energia (“PDE”), utilizaremos como base comparativa os cadernos de estudos referentes ao PDE 2032. Um dos principais cadernos a serem utilizados nesta seção será o de “Premissas Econômicas e Demográficas”, que contém dados sobre crescimento médio populacional, crescimento econômico e demais variáveis que foram utilizadas na construção das projeções para o Plano Decenal. Como tais premissas interferem no cenário de demanda, nós apresentamos brevemente considerações sobre as estimativas utilizadas.

Em relação ao crescimento populacional, a EPE considera que a população crescerá em média 0,6% a.a. ao longo da década, o que vai de encontro com nossas expectativas tendo em vista que existe uma inclinação negativa no crescimento populacional ao longo da última década passando de 1,0% a.a. (2008 a 2010) para 0,9% (2011 a 2015) e 0,7% entre 2016 e 2022. Dessa maneira, consideramos em nosso modelo, um crescimento médio populacional de 0,6% entre 2024 e 2033 dado, principalmente, a baixa taxa de fecundidade registrada no Brasil e a taxa de crescimento econômico médio de 2,5% na próxima década.

As premissas de crescimento econômico do Brasil nos cadernos de estudo do PDE 2032 são de 2,3% a.a. entre 2023-2027 e de 3,0% a.a. entre 2027-2032 vs. nossas expectativas de 2,0% em 2024 e 2,5% entre 2025-2032.

Abaixo apresentamos nossas análises acerca dos principais pontos percorridos pelo capítulo sobre Demanda de Energia.

2.1 Demanda de Energia

Abaixo apresentamos as principais premissas da EPE para consumo de eletricidade com detalhamento por classe, bem como projeções de elasticidade de consumo renda, evolução da população e carga de energia no decênio vs. nossas estimativas.

Figura 08 – Premissas Gerais e Consumo de Eletricidade – EPE vs. CBIE

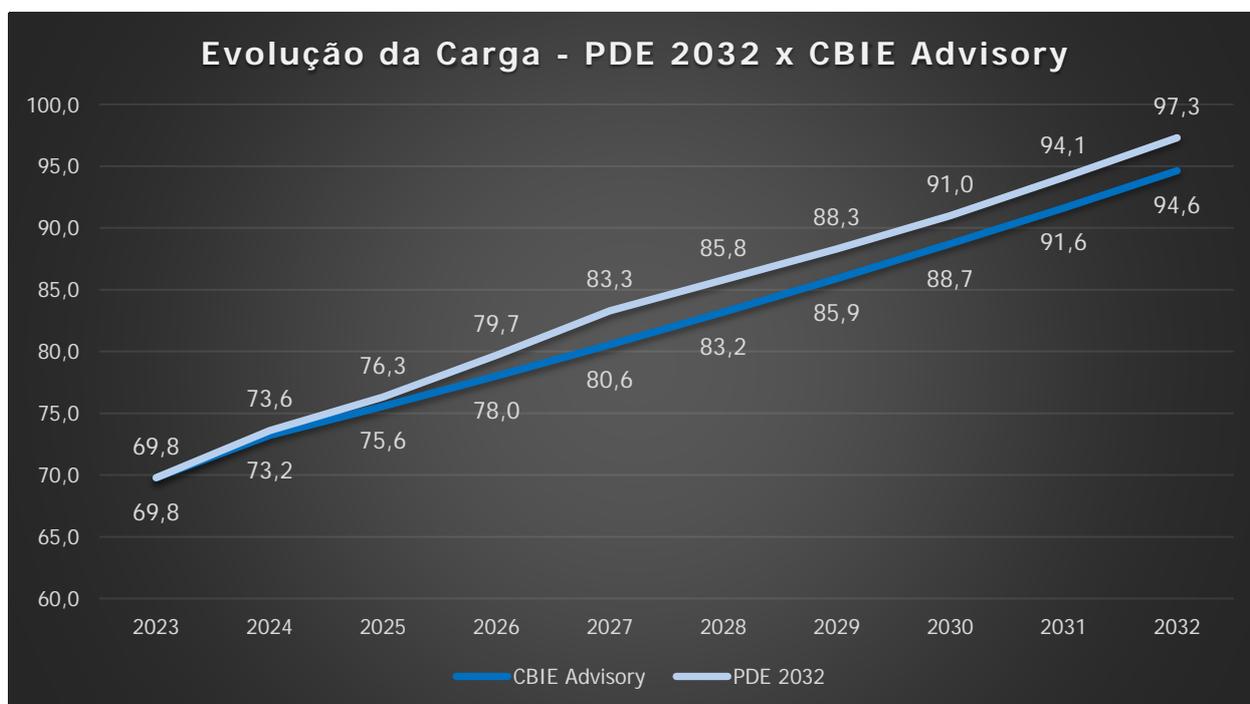
	PDE 2032	CBIE Advisory
PIB (2023-32)	2,6%	2,5%
Elasticidade	1,28x	1,31x
População 2032	227.200	215.581*
Crescimento por segmento (2022-32)	PDE 2032	CBIE Advisory
Residencial	3,2%	3,0%
Comercial	4,3%	5,1%
Industrial	2,8%	2,7%
Demanda Total	3,4%	3,1%

* Impacto Atualização dados CENSO

A seguir apresentamos nossas projeções de carga para o decênio sendo que nossas estimativas apresentam níveis inferiores aos estimados pela EPE em função, principalmente, do menor crescimento econômico considerado em nossos modelos, que desencadeiam taxas de crescimento inferiores as da

EPE. Dessa forma, há um leve descolamento das curvas de carga projetadas pela CBIE Advisory e pelo PDE 2032.

Figura 09 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2023-2032E – EPE vs. CBIE



2.1 Oferta de Energia

2.2.1 Considerações sobre oferta

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil encerrou o ano de 2023 com capacidade instalada de geração de 225.225 MW, um aumento de 19.698 MW em relação a 2022. Do acréscimo anual, a fonte solar foi a principal responsável pelo aumento de potência, que representou 57,3% do aumento de potência instalada do ano (13.497 MW). As eólicas somaram um aumento de 4.921 MW (20,7% do total), seguidas pelas fontes térmicas com 1.151 MW (2,4%). Ao final de 2023, a matriz elétrica brasileira alcançou patamar de 85,4% de fontes sustentáveis (baixa emissão de gases de efeito estufa).

Figura 10 – Capacidade Instalada de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro – dezembro 2023 (MME)

Fonte	dez/22		dez/23			Evolução da Capacidade Instalada Dez/2023 - Dez/2022
	Nº de usinas	Capacidade Instalada (MW)	Nº de plantas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Instalada	
Hidro	1.444	109.798,0	1.407	109.926,0	48,8%	0,1%
UHE	217	103.195,0	215	103.197,8	45,8%	0,0%
PCH	428	5.662,0	428	5.801,7	2,6%	2,5%
CGH	720	863,0	687	857,8	0,4%	-0,7%
CGU	0	0,0	0	0,0	0,0%	0,0%
CGH GD	79	77,0	77	68,7	0,0%	-11,3%
Térmicas	3.467	48.420,0	3.622	49.571,0	22,0%	2,4%
Gás Natural	182	17.447,0	183	18.296,9	8,1%	4,9%
Biomassa	623	16.531,0	638	16.783,3	7,5%	1,5%
Óleo	2.202	8.480,0	2.210	8.695,8	3,9%	2,5%
Óleo combustível	22	3.583,0	21	3.460,9	1,5%	-3,4%
Nuclear	2	1.990,0	2	1.990,0	0,9%	0,0%
Outros fósseis	8	243,0	4	166,0	0,1%	-31,7%
Térmica GD	428	145,0	564	178,5	0,1%	23,1%
Eólica	976	23.761,0	1.105	28.682,0	12,7%	20,7%
Eólica (Não GD)	884	23.744,0	1.008	28.664,4	12,7%	20,7%
Eólica GD	92	17,0	97	17,3	0,0%	0,6%
Solar	1.572.954	23.548,0	2.303.200	37.046,0	16,4%	57,3%
Solar (Não GD)	17.952	7.387,0	16.630	11.474,0	5,1%	55,3%
Solar GD	1.555.002	16.161,0	2.286.570	25.572,2	11,4%	58,2%
Capacidade total sem GD	23.240	189.127,0	22.026	199.389,0	88,5%	5,4%
Geração Distribuída - GD	1.555.601	16.401,0	2.287.308	25.837,0	11,5%	57,5%
Capacidade total - Brasil	1.578.841	205.527,0	2.309.334	225.225,0	100,0%	9,6%

Em relação à expansão já contratada, o relatório de acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica da ANEEL (RALIE) aponta um total de 172.451,90 MW até 2032, dos quais 16.711,64 MW (9,7%) com viabilidade alta, 149.366,61 MW (86,6%) com viabilidade média e 6.373,65 MW (3,7%) com viabilidade baixa. Do total de projetos com viabilidade alta, 9.496,7 MW estão com cronograma adiantado ou normal (56,8%) e os demais 43,2% (7.214,95 MW) com cronograma atrasado ou sem previsão de entrada em operação, como a usina nuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III).

Sobre Angra III, houve discussões ao longo de 2023 sobre a inclusão ou não do projeto no novo Programa de Aceleração do Crescimento (Novo PAC). Em andamento há quatro décadas, o projeto Angra II será a maior usina nuclear do Brasil, contando com uma capacidade de 1.400 MW. Atualmente, o projeto apresenta 65% de conclusão. O Ministério de Minas e Energia (MME) estima que a finalização da usina demandará R\$20 bilhões de reais (R\$7,8 bilhões de reais foram investidos até o momento) vs. custos de descomissionamento da ordem de R\$13,6 bilhões.

O governo aguarda um estudo que está sendo desenvolvido pelo BNDES que visa analisar aspectos econômico-financeiros e operacionais do projetos, a fim de assegurar sua viabilidade ou não. No chamado “caminho crítico”, a obra depende agora da contratação de um EPCista, que é um dos temas que estão sob análise do BNDES.

O destino da obra ainda é inconclusivo e aguarda resultados dos estudos para continuação da obra.

Na figura abaixo mostramos o detalhe por ano, status e fonte a evolução da expansão contratada de geração.

Figura 11 – Evolução da Expansão Contratada de Geração – MW (ANEEL)

Fonte	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Sem previsão	Total MW	Total %
Hidrelétrica (incl. PCH e CGH)	159,2	195,0	206,5	115,9	49,5	341,0	61,6	-	-	721,1	1.849,8	1,1%
UHE	-	50,0	-	-	49,5	-	43,0	-	-	272,5	415,0	0,2%
- Viabilidade Alta	-	50,0	-	-	-	-	-	-	-	-	50,0	0,0%
- Viabilidade Média	-	-	-	-	49,5	-	43,0	-	-	-	92,5	0,1%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	272,5	272,5	0,2%
PCH	154,6	137,6	206,5	112,2	-	341,0	18,6	-	-	448,6	1.419,1	0,8%
- Viabilidade Alta	154,6	137,6	-	-	-	-	-	-	-	-	292,2	0,2%
- Viabilidade Média	-	-	206,5	112,2	-	341,0	18,6	-	-	-	678,3	0,4%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	448,6	448,6	0,3%
CGH	4,6	7,4	-	3,7	-	-	-	-	-	-	15,7	0,0%
- Viabilidade Alta	4,6	7,4	-	-	-	-	-	-	-	-	12,0	0,0%
- Viabilidade Média	-	-	-	3,7	-	-	-	-	-	-	3,7	0,0%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
Térmica	1.420,5	2.717,5	2.799,3	50,0	26,5	635,9	406,1	-	-	803,5	8.859,2	5,1%
- Viabilidade Alta	1.420,5	2.697,9	38,3	-	-	-	157,1	-	-	-	4.313,7	2,5%
- Viabilidade Média	-	19,6	2.761,1	50,0	26,5	635,9	249,0	-	-	-	3.742,0	2,2%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	803,5	803,5	0,5%
Eólica	3.846,7	2.195,7	1.424,5	336,0	-	16.643,4	1.976,4	-	-	228,1	26.650,8	15,5%
- Viabilidade Alta	3.846,7	1.310,4	-	-	-	-	-	-	-	-	5.157,1	3,0%
- Viabilidade Média	-	885,3	1.424,5	336,0	-	16.643,4	1.976,4	-	-	-	21.265,6	12,3%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228,1	228,1	0,1%
Solar	4.923,8	5.465,1	13.383,7	2.315,0	43,0	88.797,4	15.393,1	-	150,0	3.271,0	133.742,1	77,6%
- Viabilidade Alta	4.923,8	1.962,8	-	-	-	-	-	-	-	-	6.886,6	4,0%
- Viabilidade Média	-	3.502,4	13.383,7	2.315,0	43,0	88.797,4	15.393,1	-	150,0	-	123.584,5	71,7%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.271,0	3.271,0	1,9%
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.350,0	1.350,0	0,8%
- Viabilidade Alta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
- Viabilidade Média	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.350,0	1.350,0	0,8%
Total	10.350,3	10.573,3	17.814,0	2.816,9	119,0	106.417,6	17.837,2	-	150,0	6.373,7	172.451,9	100,0%
- Viabilidade Alta	10.350,3	6.166,1	38,3	-	-	-	157,1	-	-	-	16.711,7	9,7%
- Viabilidade Média	-	4.407,2	17.775,8	2.816,9	119,0	106.417,6	17.680,1	-	150,0	-	149.366,6	86,6%
- Viabilidade Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.373,7	6.373,7	3,7%

O planejamento do setor, como apontado anteriormente é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que, com base na demanda declarada de distribuidoras para o prazo de 5 a 10 anos e seus modelos setoriais (Modelo de Decisão de Investimento – MDI) publica anualmente o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) com a evolução indicativa da capacidade de geração de energia elétrica centralizada e distribuída para o próximo decênio.

A EPE ainda não disponibilizou a versão final do PDE 2032, que deveria ter sido publicado ainda no ano de 2023, além de não ter divulgado nenhum material referente a nova versão do estudo, o PDE 2033, que deve ser lançado ainda em 2024. Dessa forma, para fins de comparação, utilizaremos os cadernos de estudo do Plano Decenal de Energia 2032, divulgados no mês de setembro de 2022, e que contemplam as projeções para horizonte de 2023 a 2032.

No que tange ao cenário base de evolução da capacidade instalada existente e contratada, a EPE considera um aumento de 13,7% na capacidade instalada centralizada e distribuída até 2032 passando-se de 201.369 MW em 2022 para 228.996 MW ao final de 2032. Destaque para a contribuição das fontes eólicas e solares que, seja do ponto de vista centralizado ou distribuído, respondem por 80,4% do aumento contratado na capacidade, desconsiderando-se a redução de fontes termelétricas fósseis no decênio de 13.000 MW.

Do total já contratado, estima-se que a geração distribuída alcançará 37.107 MW no cenário base contemplado pela EPE, o equivalente a 23.387 MW incrementais até o final da década (57,7% do incremento projetado). Atualmente a fonte solar fotovoltaica responde por 98,3% da capacidade

instalada de MMGD e projeta-se que 97% da expansão também ficará circunscrita a tal fonte até 2032. Dado que a EPE não divulgou uma versão mais atualizada do PDE, não estão contempladas as termelétricas relacionadas a Lei #14.182/21 (Lei de Privatização da Eletrobras), e tampouco possíveis alterações de planejamento trazidas por projetos mais recentes, como é o caso da PL das Eólicas Offshore. Não estão contempladas também as projeções de investimentos para geração previstas no Novo PAC, que prevê R\$73,1 bilhões para a construção de usinas fotovoltaicas, eólicas e hidrelétricas, que deverão adicionar 18.367 MW ao sistema elétrico, mantendo-se o perfil renovável da matriz brasileira.

Haverá ainda uma destinação de R\$8,1 bilhões de investimentos em energia térmica, sendo três usinas a gás natural e duas com fontes renováveis (bioenergia), que adicionarão mais 4.290 MW de potência ao sistema elétrico.

Figura 12 – Evolução da Capacidade Geração Existente e Contratada – 2022-2032 (EPE)

Capacidade Instalada e Contratada - SIN	dez/22	dez/27	dez/32	%	CAGR %
Hidrelétricas	109.061	109.158	109.158	0,1%	0,0%
Eólicas e Solares	29.997	39.205	39.205	30,7%	3,0%
Geração Distribuída	13.720	25.864	37.107	170,5%	11,7%
Termelétricas (fósseis e nuclear)	26.306	21.640	19.137	-27,3%	-3,5%
Termelétricas a biomassa	15.263	16.638	16.638	9,0%	1,0%
Pequenas hidrelétricas	7.022	7.651	7.651	9,0%	1,0%
Total (Centralizada e Distribuída)	201.369	220.156	228.896	13,7%	1,4%

Conforme é possível observar na tabela acima, espera-se que a capacidade instalada de termelétricas fósseis e nuclear caia no 27,3% até dezembro de 2032, sendo que a expansão de fontes intermitentes (eólicas + solares) deve crescer cerca de 30% no mesmo período.

A expansão com foco em fontes intermitentes pode desencadear novas crises no setor elétrico como a observada no ano de 2021, ano em que o país vivenciou a pior crise hídrica da série histórica e, ainda que não tenhamos observado racionamento do ponto de vista físico, obviamente houve racionamento econômico, movimento que aumenta consideravelmente as tarifas de eletricidade e que limitam o crescimento do país.