CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: Minuta de Resolução

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL		
MINUTA DE RESOLUÇÃO NORMATIVA Xxx.. e altera/revoga a Resolução Normativa nº X.XXX, de XX de xxx de XXXX.		
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria, de acordo com o disposto no (leis e decretos que dão suporte à ANEEL para praticar o ato. Citações rela vas a audiências e consultas públicas, notas técnicas, pareceres e contratos devem ser evitadas, uma vez que estas informações constam nos autos do processo e não constituem fundamento legal) e o no que consta do Processo nº 48500.031060/2025-88, RESOLVE:		
Art. 1º Esta Resolução Normativa estabelece as condições para aplicação da modalidade tarifária horária branca.		
Art. 2º A Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:		
"Art. 219. A unidade consumidora do **grupo B** deve ser enquadrada nas seguintes modalidades tarifárias:		
I - **horária branca:** de forma **compulsória e automática** nas situações dispostas no §1º ou mediante adesão voluntária do consumidor; e	MANTER	Este Conselho de Consumidores concorda com a compulsoriedade da adoção da tarifa banca para consumidores acima de 1.000kWh a partir de 2027 e acima de 600 kWh/mês a partir 2028.
II - convencional: nas demais situações.		
§1º A aplicação **compulsória e automática** da modalidade tarifária horária branca deve ser realizada nas seguintes situações:		
I - **ano de 2026**: unidade consumidora com **consumo médio superior a 1.000 kWh**, considerados os valores dos 3 últimos ciclos de faturamento;	I - a partir de janeiro de 2027: unidade consumidora com consumo médio mensal superior a 1.000 kWh, considerados os valores dos 3 últimos ciclos de faturamento;	Importante que os consumidores tenham tempo de adaptação, para criar novos hábitos e adquirir equipamentos. Entendemos que deve ser criado um período sombra com informação de qual seria a tarifa para o consumidor durante 12 meses anteriores a efetivação da nova modalidade tarifária.
II - **a partir de 2027:** unidade consumidora com **consumo médio superior a 600 kWh**, considerados os valores dos 3 últimos ciclos de faturamento;	II - a partir de janeiro de 2028: unidade consumidora com consumo médio mensal superior a 600 kWh, considerados os valores dos 3 últimos ciclos de faturamento;	Importante que os consumidores tenham tempo de adaptação, para criar novos hábitos e adquirir equipamentos. Entendemos que deve ser criado um período sombra com informação de qual seria a tarifa para o consumidor durante 12 meses anteriores a efetivação da nova modalidade tarifária.
III - unidade consumidora em **conexão no**va em que a **estimativa de consumo seja superior** aos valores dos incisos I e II, conforme o ano, utilizando para estimativa o disposto no art. 319; e		
IV - unidade consumidora do grupo A com opção de faturamento pelo grupo B;		
§ 2º **Não se aplica** a modalidade tarifária horária branca para unidade consumidora:		
I - das subclasses **baixa renda** e desconto social da classe residencial;		
II - da classe **iluminação pública**; e		
III - faturada pela modalidade de **pré-pagamento**.		
	§3º Sobre os prazos estabelecidos no §1º a distribuidora deverá, nos 12 meses anteriores, informar ao consumidor qual será a tarifa futura a ser aplicada no ano indicado.	Entendemos que deve ser criado um período sombra com informação de qual seria a tarifa para o consumidor durante 12 meses anteriores a efetivação da nova modalidade tarifária.
Art. 222. A distribuidora deve realizar o **enquadramento na modalidade tarifária horária branca**, nas seguintes situações:	MANTER	Este Conselho de Consumidores concorda com a compulsoriedade da adoção da tarifa banca para consumidores acima de 1.000kWh a partir de 2027 e acima de 600 kWh/mês a partir 2028.
I - de forma **compulsória e automática**, se ocorrer o enquadramento nas situações dispostas no §1º do art. 219; ou	MANTER	Este Conselho de Consumidores concorda com a compulsoriedade da adoção da tarifa banca para consumidores acima de 1.000kWh a partir de 2027 e acima de 600 kWh/mês a partir 2028.
II - por **adesão voluntária do consumidor,** nas demais situações.		
§1º No caso do inciso I do caput, a unidade consumidora **deve permanecer classificada na modalidade tarifária horária branca**, sendo **vedada a reclassificação para modalidade tarifária convencional.**	MANTER	Este Conselho de Consumidores concorda com a compulsoriedade da adoção da tarifa banca para consumidores acima de 1.000kWh a partir de 2027 e acima de 600 kWh/mês a partir 2028.
§2º A distribuidora deve realizar a classificação observando:		
I - o prazo de até 30 dias, no caso de unidade consumidora atendida; ou		
II - os prazos e procedimentos para conexão dispostos no Capítulo II, no caso de conexão nova.		
§3º As solicitações de **adesão voluntária** da modalidade tarifária horária branca devem ser formalizadas por meio que possa ser comprovado.		
§4º Para os consumidores enquadrados conforme o §1º do art. 219, o faturamento nos **3 primeiros ciclos** após o enquadramento deve **considerar os valores da tarifa convencional e ser informado o valor da fatura considerando a tarifa horária branca.**	§4º Para os consumidores enquadrados conforme o §1º do art. 219, o faturamento nos **12 primeiros ciclos** após o enquadramento deve **considerar os valores da tarifa convencional e ser informado o valor da fatura considerando a tarifa horária branca.**	Importante que os consumidores tenham tempo de adaptação, para criar novos hábitos e adquirir equipamentos. Entendemos que deve ser criado um período sombra com informação de qual seria a tarifa para o consumidor durante 12 meses anteriores a efetivação da nova modalidade tarifária.
Art. 223. O consumidor que **aderiu voluntariamente** à modalidade tarifária horária branca pode **solicitar o retorno à modalidade tarifária convencional,** desde que decorridos **12 ciclos consecutivos** de faturamento a partir da classificação, devendo a distribuidora providenciá-lo em até 30 dias.		
Parágrafo único. Exercido o direito disposto no caput, **nova adesão à tarifa branca pode ocorrer a qualquer tempo**."		
Art. 3º Aprovar a **Versão 1.0 do Submódulo 1.3** dos Procedimentos de Regulação Tarifária - **PRORET.**		
Art. 4º Aprovar as versões X dos Submódulos 2.1, 2.1A,3.1 e 3.1A dos Minuta de Resolução Normativa 0232437		
SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL	
Referência: 48500.034060/2025-88	
Assunto: Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias) .	
I. DO OBJETIVO	
1. O objetivo da presente Nota Técnica é propor abertura de consulta pública para discutir com a sociedade a atual situação da sinalização de **preços para consumidores atendidos em baixa tensão**, avaliar os desafios da baixa adesão à tarifa horária e propor encaminhamentos regulatórios que promovam maior eficiência no uso da rede elétrica, especialmente diante do crescimento de novas tecnologias e da maior inserção de renováveis, de forma a subsidiar a tomada de decisão da ANEEL quanto tarifação horária automática para grandes consumidores desse segmento, alinhada com a agenda de modernização das tarifas de distribuição – ciclo 1.	
2. Faz parte desta análise o Relatório de **Análise de Impacto Regulatório nº 1/2025**-STR/STD/ANEEL, intitulado Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias).	
II. DOS FATOS	
3. A AP 120, de 2010, reconhecendo a **importância da resposta do consumidor aos sinais horários** como forma de aumentar a eficiência do uso da rede, extinguiu a tarifa Convencional, sem sinalização horária, para a média tensão. Essa mesma Audiência Pública criou a tarifa horária para o grupo de Baixa Tensão, a chamada Tarifa Branca, implementada a partir de 2018.	
4. Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro passou por uma série de transformações regulatórias e de mercado que **impactaram** diretamente a **formação de preços e os incentivos ao consumo eficiente de energia**. Esse movimento ocorreu em um contexto de expansão acelerada de fontes incentivadas e de geração distribuída, somado à manutenção de subsídios e benefícios que afetaram a neutralidade tarifária, distorceram a expansão da oferta e a sinalização econômica aos consumidores.	
5. A **Medida Provisória nº 998,** de 1º de setembro de 2020, marcou o que foi chamado de **"corrida do ouro"** das fontes incentivadas, ampliando a participação de empreendimentos beneficiados por subsídios na expansão da oferta, sobretudo usinas solares e eólicas. A **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022, ao instituir o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (**MMGD**), consolidou uma segunda onda desse movimento, fortalecendo a geração distribuída mas reforçando incentivos que distorcem os sinais de preços. Por fim, a **Medida Provisória nº 1.212**, de 9 de abril de 2024, prorrogou por **36 meses adicionais os benefícios às fontes incentivadas centralizada**s. Os preços modificados por tais benefícios trouxeram efeitos sobre a expansão da oferta.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
6. Esses **subsídios e incentivos acumulados** comprometeram a **eficiência da alocação de custos**, afetaram a **expansão da oferta**, dificultaram a adequada **sinalização tarifária** e resultaram em um cenário no qual os **preços pagos** pelos **consumidores** não refletem os custos marginais de fornecimento de energia. Isso **reduz a racionalidade no uso da infraestrutura existente, dificulta a expansão equilibrada da oferta** e gera d**esequilíbrios entre consumidores** de diferentes segmentos.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
7. Em paralelo a esse contexto, em 2025 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) recebeu uma série de manifestações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (**ONS**) a respeito dos i**mpactos da MMGD** e das **usinas do Tipo III** na operação do Sistema Interligado Nacional (**SIN**). O tema já vinha sendo discutido em Ofícios Conjuntos nº 1/2024-STD-SFT/ANEEL e nº 10/2024-STD-SFT/ANEEL, que solicitaram ao **ONS** avaliação de alterações regulatórias e procedimentais, bem como a proposição de **ações imediatas** nos âmbitos da **transmissão e da distribuição.**	
8. O **ONS**, em resposta inicial (carta CTA-ONS DGL 0322/2025), comprometeu-se a encaminhar minutas de **ajustes nos Procedimentos de Rede** e no **PRODIST até o final de 2025**. Contudo, em novas comunicações (CTA-ONS DGL 0831/2025, de 6 de junho de 2025, e CTA-ONS DGL 1218/2025, de 11 de agosto de 2025), o Operador relatou **situações críticas na operação do SIN** em função do crescimento acelerado da **MMGD**, especialmente em dias de baixa carga. Nessas condições, a **geração distribuída, não despachável e não supervisionada diretamente pelo ONS, compromete a margem de regulação da rede, aumentando significativamente a complexidade e o risco da operação.**	
9. Nesse contexto, a Diretoria da ANEEL em **reunião técnica** realizada em 24 de setembro determinou à STR, em regime de **urgência**, a avaliação do aprimoramento dos **sinais de preços aos consumidores de Baixa Tensão**, que permanecem integralmente no mercado cativo e com baixa exposição às variações de custo ao longo do dia. Enquanto consumidores de **MT e AT já operam em regime de preços horários** e estão, em grande maioria, no **Ambiente de Contratação Livre - ACL**, os consumidores atendidos em BT ainda não internalizam os custos reais da energia em diferentes horários. A baixa adesão à Tarifa Branca demonstra que o modelo de adesão opt in se mostra ineficaz para que os consumidores de energia elétrica percebam custos diferenciados e atuem de modo a aumentar a eficiência do sistema e do consumo.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
10. Portanto, diante do **crescimento acelerado da MMGD,** das **distorções econômicas decorrentes de subsídios**, dos **riscos crescentes à operação do SIN** e da necessidade de **eficiência na alocação de custos**, torna-se lógico e necessário discutir com a sociedade a continuidade da transição da tarifação horária para os demais consumidores, desta vez os atendidos em baixa tensão, em particular, para aqueles com grandes consumos. Essa medida permitirá **alinhar incentivos**, a**mpliar a resposta da demanda**, **reduzir pressões operativas** sobre o sistema e apoiar a integração segura de novas tecnologias e fontes renováveis, simplesmente com sinais de **preços corretos**.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
11. A discussão ora proposta faz parte de uma série de ações necessárias para alterar a conjuntura atual do Setor Elétrico Brasileiro, e espera-se que seus efeitos sejam percebidos em médio e longo prazo.	
III. DA ANÁLISE	
12. Na Tomada de Subsídios **nº 11/2024** discutiu-se com a sociedade assuntos e ações regulatórias necessárias para a **modernização das tarifas de distribuição** – roadmap. Para fundamentar a discussão na Nota Técnica nº 95/2024-STR/ANEEL, de abertura da referida TS, bem como na Nota Técnica nº 214/2025-STR/ANEEL, de análise de contribuições, motivou-se a necessidade de modernização tarifária, bem como discutiu-se os **princípios que devem ser observados** neste processo, resultando na definição de um roadmap de **modernização tarifária.**	Este conselho contribuiu na TS-11-24. Algumas considerações enviadas: "Todos os benefícios para redução tarifária pelos investimentos em nova medição devem ser quantificados e o investimento só deve ser realizados se forem justificados." "A flexibilização de tarifas não pode onerar os consumidores cativos."
13. Da avaliação da **TS 11/202**4 concluiu-se sobre a importância de definição de um **Submódulo de Fundamentos da Regulação da Estrutura Tarifária**. Tal Submódulo têm como propósito dar transparência à aplicação dos princípios tarifários utilizados na definição da atual Estrutura Tarifária e fundamentar as discussões de outros métodos de construção das tarifas de energia elétrica.	
14. Por ser um pro**posta de alteração de regulamento**, se faz necessário discussão com a sociedade sobre a **minuta do PRORET**. Assim, por ser a primeira oportunidade de discussão com a sociedade de um tema de modernização tarifária, continua-se a discussão ora iniciada na **TS 11/2024** nesta Nota Técnica.	
15. Escolhe-se repetir o texto constante na **Nota Técnica nº 214/2025-STR/ANEEL** sobre os princípios tarifários.	
16. Após tal discussão passa-se a análise das condições atuais do Sistema Interligado Nacional, que **justificam a alteração das prioridades da agenda** de modernização e a proposta de **sinais de preço para a baixa tensão**.	O princípio fundamental é de justiça tarifária, sem subsídios de um grupo de consumidores para outro grupo de consumidores.
III.1 – PRINCÍPIOS TARIFÁRIOS	
17. Os **princípios tarifários** foram discutidos na **Tomada de Subsídios 11/2024**, conforme Nota Técnica nº 95/2024-STR/ANEEL, de 27 de junho de 2024[1]. A Diretriz maior é dada pelo artigo 175, parágrafo único, cc art. 3º, I, da Constituição Federal de 1988[2]. A Política Tarifária é dada por diversos dispositivos normativos esparsos, onde os principais pontos de interesse da estrutura tarifária são dispostos na Quadro 1, com indicação da base teórica e/ou legal relacionada.	O princípio fundamental é de justiça tarifária, sem subsídios de um grupo de consumidores para outro grupo de consumidores.

Quadro 1 – Base Teórica e Normativa da Estrutura Tarifária.

Princípio	Base Teórica	Base Normativa
Equilíbrio Econômico e Financeiro	Sustentabilidade da Empresa Estabilidade das Receitas	art. 9º, §3º, da Lei 8.987/1995 Contratos de Concessão e Permissão
Causalidade de Custos	Eficiência Econômica Carga crescente Peak Load Pricing Custo Marginal de Longo Prazo Planejamento Ótimo	Art. 14 do Decreto nº 62.724/1968 Art. 36 do Decreto nº 774/1993 Art. 13 da Lei 8.987/1995 Art. 3º XVIII da Lei nº 9.427/1995 Art. 7, II-V do Decreto nº 2.655/1998 Módulo 7 do PRORET (REN ANEEL nº 1.060/2023)
Modicidade	Modicidade	art. 6º, §1º da lei 8.987/1995
Generalidade	Universalização	art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995 Decreto nº 11.628/2023
	Tarifa Social de Energia Elétrica	art. 6º, §1º da Lei 8.987/1995 Lei nº 10.438/2002
Aceitação Pública	Simplicidade Isonomia Estabilidade	Art. 15, §6 da Lei nº 9.074 Art. 7, I, do Decreto nº 2.655/1998

***Fonte: Quadro 1 da** Nota Técnica nº 95/2024-STR/ANEEL, de 27 de junho de 2024*

18. Por se tratar de tema complexo, envolvendo ao menos áreas da Economia, Direito, Engenharia, Contabilidade, Regulação, entre outras, é necessária a definição de uma **base conceitual** para a definição de novas tarifas. Tais princípios devem ser ponderados no que conflitarem, até eventual supressão ou nova interpretação segundo as mudanças socais e tecnológicas[3].	
19. A aceitação e a obediência aos princípios tarifários garantem que **não sejam tomadas ações desconexas ou de mero oportunismo** que possa resultar em efeitos indesejados no longo prazo. Em várias situações, um princípio irá se sobrepor aos demais de acordo com o objetivo almejado pela aplicação da nova regra tarifária.	
20. A seguir discorremos, em síntese, sobre os **princípios que devem ser considerados**, ponderados ou suprimidos ao serem cotejados com teorias modernas ou majoritárias.	
III.1.1 – Equilíbrio Econômico e Financeiro e Causalidade de Custos	
21. A causalidade de custos surgiu no âmbito do direito concorrencial. No início da indústria da energia elétrica existiam duas estratégias: o investimento em geradores próprios à carvão e atendimento centralizado por meio de redes de distribuição. Como forma de dumping, alguns geradores cobravam valores inferiores aos custos do carvão. Na ocasião a Suprema Corte dos Estados Unidos decidiu que o preço da energia não deveria ser inferior aos custos do equivalente energético do carvão[4].	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
22. Em 1894, Arthur Wright, engenheiro da Chicago Edison, definiu a tarifa para o serviço de energia elétrica em duas partes: uma relacionada aos custos fixos e outra aos custos variáveis[5]. O driver de custo é aprimorado por Steiner[6] e Boiteiux[7] por meio da Teoria Peak Load Pricing, onde o preço no período de ponta do sistema deve ser igual ao custo marginal de capacidade adicionado ao custo marginal de operação e manutenção, e o período fora de ponta definido como os custos marginais de operação e manutenção.	
23. O custo marginal determina o preço mínimo de cada classe de consumidores que deve ser cobrado pelo recurso, sob pena de ineficiência econômica[8]. Os custos marginais de curto prazo (CMCP) atenderiam aos critérios de eficiência econômica, mas não atenderiam ao critério de estabilidade de tarifas, além de resultar nos efeitos Free Rider (carona) e Last Straw (gota d'agua). Como alternativa utiliza-se o critério de custos marginais de longo prazo (CMLP)[9], considerando o planejamento ótimo da distribuição[10]. Os modelos tarifários que utilizam o critério do CMLP dependem do planejamento, os quais consideram o crescimento da carga.	
24. O modelo tarifário pode ser dividido em dois estágios: o primeiro considera estritamente o princípio da causalidade de custos. Em uma segunda etapa outros princípios devem ser considerados. O primeiro critério do segundo estágio é o ajuste para o princípio do equilíbrio econômico-financeiro[11].	
25. O ajuste entre a **receita marginal,** obtida da **multiplicação do mercado** pela **tarifa baseada nos custos marginais** e a **receita requerida regulatória** pode ser realizada de modo discricionário, incluindo ajustes aditivos ou multiplicativos, em **R$/kW** ou **R$**, ou preços de Ramsey[12]. Tal característica implica em um conjunto de soluções válidas para tarifas por grupos de usuários, que atendam os critérios de eficiência econômica e o princípio do equilíbrio econômico-financeiro . Dentro desse conjunto de soluções, outros princípios devem ser considerados, o que resultará na redução do conjunto de soluções válidas.	
III.1.2 – Modicidade Tarifária e Generalidade	
26. A **modicidade tarifária** possui várias dimensões, relacionados a outros princípios. Do ponto de vista jurídico, os valores das tarifas devem ser "acessíveis aos usuários, de modo a não onerá-los excessivamente, pois o serviço público, por definição, corresponde à satisfação de uma necessidade ou conveniência básica dos membros da Sociedade"[13]. Todavia, em termos de estrutura tarifária está mais relacionada à forma com que são definidas as tarifas dentro dos limites dados pela causalidade de custos e capacidade de pagamento do consumidor. O critério da modicidade tarifária mantém a eficiência econômica[14].	
27. No entanto, nem sempre é possível manter os critérios de causalidade de custos e de justiça energética. Nesses casos é necessária alguma política pública que autorize **tarifas abaixo dos custos marginais**, preservando conceitos de **justiça energética,** a qual inclui a da generalidade[15]. Destaca-se que o serviço adequado deve satisfazer critérios de modicidade além de eficiência e generalidade.	
28. A compreensão dos **limites entre a regulação econômica** e a **política pública** são essenciais para o desenho do roadmap da modernização das tarifas de energia elétrica, que poderá indicar aprimoramentos no marco legal e regulatório vigentes, com vistas a assegurar a modicidade e a justiça tarifária.	
III.1.3 – Aceitação Pública	
29. A isonomia das tarifas é operacionalizada por duas etapas: **classificação dos consumidores** e definição das **tarifas para cada grupo**. A regra geral é que tarifas não são feitas para consumidores individuais, mas para **grupos de consumidores**. Mas, quais são as condições para a criação de grupos de consumidores? A **primeira** é que o mercado possa ser subdividido em **grupos com elasticidades preço-demanda diferentes**. A **segunda** é que **não seja possível a revenda do bem**. **Outros** fatores que influenciam nos custos podem ser considerados, tal como a **qualidade** do serviço, **horário** e a **sazonalidade**[16].	
30. Dada a dicotomia de toda classificação, surge o questionamento: Qual seria a **granularidade ótima da classificação**? Com o avanço da tecnologia fica evidente a **diferenciação dos consumidores**, sobremaneira os **residenciais**, que podem **ter uma gama de segmentação econômica.** Ademais, é certo que a **elasticidade preço-demanda** tende a se alterar, sobremaneira para consumidores que **possam investir em novas tecnologias**, tal como veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia ou automação residencial[17].	Essencial que o modelo permita um tempo de adaptação antes de sua plena operação para que os consumidores possam investir em adaptações no seu consumo. Entre as citadas pela Aneel, também acrescentamos o armazenamento de frio e calor.
31. Em síntese, as **tarifas devem ser isonômicas** dentro de uma mesma **(sub) classe de consumidores**. Contudo, ao surgirem consumidores que se distinguem em elasticidade preço-demanda, impactos de custos, ou condições sociais e econômicas, as **classificações podem ser revistas**.	
32. Entender os fatores que influenciam no preço é condição fundamental para a aceitação pública. Nesse sentido, a **aplicação das tarifas não deve ser excessivamente complexa** de modo a inviabilizar a medição e o faturamento simples e inteligível para o consumidor. Ademais, **evitar tarifas erráticas** é fundamental para aceitação pública. Em geral, **consumidores prezam pela previsibilidade das tarifas ao longo do tempo**[18].	
33. Todavia, os princípios da **simplicidade e estabilidade das tarifas** podem ser flexibilizados, ao se considerar novas classes de consumidores, desde que haja justificativa e viabilidade para tanto, a depender de sua suficiência técnica e econômica, que possam investir em geração, armazenamento ou que sejam responsivos ao sinal de preço[19].	
34. Cumpre destacar que na construção de tarifas deve haver um compromisso com o rigor analítico, a viabilidade prática e o **atendimento aos normativos setoriais**[20].	
35. Na Tomada de Subsídios **nº 11/2024** várias contribuições sugeriram a inclusão da transparência e comunicação como princípios. Entende-se que a transparência é uma obrigação da ANEEL para atendimento das suas atribuições legais. Ademais, o **Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024**, impõe como condição para possível diferenciação tarifária a transparência do cálculo e a publicidade dos valores.	
36. Por sua vez, entende-se que a **comunicação é a ferramenta chave** para o sucesso da modernização tarifária, uma vez que somente com comunicação eficiente será possível se obter a aceitação pública.	
III.1.4 – Diferenciação Tarifária e Isonomia	
37. Ao discorrer sobre **diferenciação de tarifas** surge a indagação de que estaria sendo praticada **ação não isonômica** e sendo criado subsídios tarifários[21].	
38. Segundo Beato (2003)[22], subsídios correspondem a transferências financeiras efetuadas no âmbito de uma estrutura tarifária, nas quais determinados grupos de consumidores passam a pagar preços inferiores ao custo de fornecimento do serviço, sendo o **déficit resultante compensado por outros consumidore**s que arcam com valores acima desse custo. O conceito de subsídio pode assumir diferentes critérios técnicos, sendo o custo marginal de longo prazo a referência mais utilizada para a determinação do custo de fornecimento.	
39. Nesse contexto, ao se assegurar que **cada classe de consumidores paga, no mínimo, o custo incremental**, não se caracteriza a existência de subsídios na estrutura tarifária. Assim, a adoção do princípio da causalidade de custos, ou seja, a fixação de tarifas em patamares iguais ou superiores ao custo incremental, evita a ocorrência de transferências financeiras entre grupos de consumidores, excetuando-se situações autorizadas por **leis** específicas que **prevejam descontos desvinculados dos custos reais.**	
40. É sedimentado que **subsídios tarifários são matérias de lei**, que deve discorrer sobre sua **fonte de recurso** ou deverá ser concedida a revisão das tarifas[23].	
41. Assim, deve-se compreender que a **diferenciação tarifária não é necessariamente um subsídio**. A diferenciação é possível segundo os princípios tarifários anteriormente abordados, na busca dos resultados almejados na concepção do modelo tarifário.	
42. Pode-se diferenciar a alocação de custos, **garantindo que seja cobrado o custo marginal** imputado ao sistema pelo consumidor, e, assim, poderá ocorrer diferenciação tarifária sem a caracterização de um benefício ou subsídio tarifário.	
43. A **isonomia é garantida** ao se aplicar as adequadas técnicas e definições que observem os princípios tarifários de causalidade de custos e aceitação, ao se propor metodologia aplicada a um grupo de usuários de forma indistinta. Observar que isonomia não se resume a tratar todos igualmente, mas a respeitar as suas desigualdades.	
44. Nesse processo deve-se **considerar também as restrições legais**[24] sobre a alocação e recuperação de custos exógenos recuperados pelas tarifas, como os encargos setoriais. Cabe ressaltar a **participação cada vez maior dos encargos setoriais** nas tarifas de energia elétrica do país, explicando inclusive parte das **diferenças** tarifárias entre **grupos** de consumidores, **regiões** e **concessões**.	
III.1.5 – PRORET de Fundamentos de Regulação de Estrutura Tarifária	
45. Considerando que os **princípios tarifários expostos estão definidos em Legislação**, cabe ao Regulador internalizar tais princípios em seus regulamentos. Atualmente essa internalização se dá por meio indireto, na definição de regras apresentadas no **Módulo 7 do PRORET** e que seguem tais princípios.	
46. Entende-se adequado que tal internalização se dê diretamente por meio da definição de um **Submódulo de Fundamentos da Regulação da Estrutura Tarifária**. Tal Submódulo têm como propósito dar transparência à aplicação dos princípios tarifários utilizados na definição da atual Estrutura Tarifária e fundamentar as discussões de outros métodos de construção das tarifas de energia elétrica, como, por exemplo, proposta de estrutura tarifária desenvolvida pela própria distribuidora.	
III.2. A expansão atual da oferta e o balanço energético	
47. A Figura 1 apresenta a **potência instalada de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)** nos últimos anos no Brasil. Entre 2020 e 2024, a potência instalada cresceu de 3,01 GW para 10,06 GW por ano, fazendo com que a potência instalada de MMGD no Brasil atingisse 43,36 GW, sendo de 99,35% a participação da fonte solar nesse segmento[25]. Figura 1– Crescimento MMGD.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

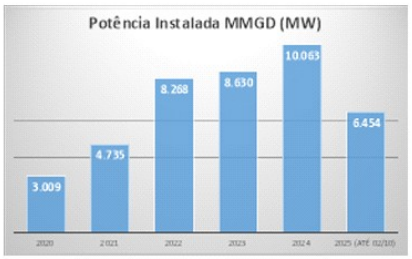
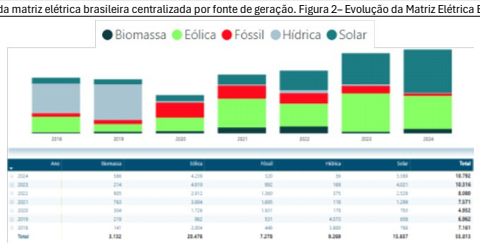
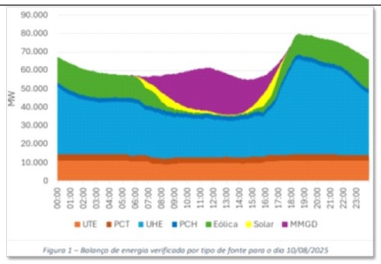
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 **Figura 1– Crescimento MMGD.**	
48. O crescimento da **MMGD foi fortemente impulsionado pelo sistema de compensação** de que trata a **Lei nº 14.300/2022**, por meio do qual, a energia gerada e não consumida simultaneamente é "exportada" para a rede de distribuição, gerando um crédito em favor do consumidor que é "importado" em períodos em que a geração é inferior ao consumo, como no período noturno, sendo que tanto na "exportação" quanto na "importação" o consumidor não paga pelo uso das redes de transmissão e distribuição, não recolhe os encargos setoriais e não percebe a diferença do valor da energia nas diferentes horas dos dias. A **política de subsídios** constante do **sistema de compensação**, combinada com **tarifas crescentes** e **custo decrescentes da tecnologia solar**, fez com que o **crescimento fosse exponencial**, **onerando as tarifas dos consumidores sem acesso à MMGD** e criando desafios para a operação do sistema.	
49. Conforme **Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN**, **PAR/PEL 2024**[26], são exemplos de desafios associados a inserção de MMGD "o **controle de frequência e tensã**o, a necessidade de **maior flexibilidade operacional** e a **gestão das restrições** e **gargalos na rede de transmissão**, características que podem se intensificar com a expansão de recursos conectados diretamente às redes de distribuição e não controláveis".	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel, e entende adicionalmente que a Aneel tem competência de limitar a expansão em períodos que ela esteja acima das necessidades reais de carga do sistema.
50. Com relação à **Geração Centralizada**, ou seja, aquela que injeta no sistema de transmissão de energia elétrica e nas redes de alta tensão das distribuidoras, **políticas de subsídios também distorceram a expansão da oferta** e fizeram com que as **fontes solar e eólica dominassem a expansão**. Por meio da **Medida Provisória nº 998/2020**, criou-se o fenômeno que ficou conhecido como a **"corrida do ouro"** da geração centralizada. Para que fossem preservados os subsídios no uso das redes de distribuição e transmissão, os geradores teriam até doze meses para requerer suas outorgas. Esse dispositivo **causou uma quantidade sem precedente de pedidos de outorga, da ordem de 160 GW**, sendo praticamente sua **totalidade das fontes solar e eólica.**	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel, e entende adicionalmente que a Aneel tem competência de limitar concessão de outorgas em períodos que ela esteja acima das necessidades reais de carga do sistema.
51. Com a distorção na expansão da oferta causada pela política de subsídios às fontes incentivadas, a **única restrição ao fenômeno viria justamente pelo lado da demanda**. Isso porque a legislação previa que, após a publicação da outorga, **o gerador teria até 48 meses para iniciar a operação comercial** de todas as unidades geradoras. No entanto, por meio da **Medida Provisória n. 1.212/2024,** tal **prazo foi postergado por mais 36 meses**, o que fez com que, mais uma vez, fontes subsidiadas, sobretudo as **solar e eólica, dominassem a expansão**, tendo como consequência a **oneração dos consumidores pelos subsídios** e os **riscos à segurança da operação do sistema**. Tal cenário tende a se repetir nos anos subsequentes em razão dos efeitos da referida Medida Provisória, agravando o quadro.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
52. A Figura 2 detalha a evolução da matriz elétrica brasileira centralizada por fonte de geração. Figura 2– Evolução da Matriz Elétrica Brasileira.	
 **Figura 2– Evolução da Matriz Elétrica Brasileira.**	
53. Depreende-se da Figura 2:	
Solar: **crescimento expressivo**, saltando de 793 MW em 2020 para 5.589 MW em 2024, consolidando-se como a fonte renovável de **maior expansão no período**, respondendo por 51,8% da potência adicionada em 2024.	
Eólica: **expansão continua**, passando de 1.726 MW (2020) para 4.239 MW (2024), sustentada por políticas de leilões de energia, política de subsídios e pela competividade tecnológica. Responde em 2024 por 39,3%, ou seja, somadas as fontes solar e eólica respondem por 91,1% da potência instalada em 2024, o que evidencia o **efeito da política de subsídios.**	
Hídrica: **já consolidada, perde participação** na expansão da oferta com crescimento marginal de somente 56 MW em 2024, com destaque para pequenas centrais hidrelétricas e ampliações pontuais.	
Biomassa: participação **relativamente estável.**	
Fóssil: queda significativa, reduzindo-se de 1.931 MW em 2020 para 320 MW em 2024, sinalizando a perda de relevância frente ao avanço das renováveis.	
54. A **dominância evidente das fontes solar e eólica**, **turbinadas pelas políticas de subsídios** anteriormente mencionadas, tornaram a **operação do sistema bastante complexa**, dada a redução da flexibilidade que o operador do sistema tem para modular a geração conforme o comportamento da carga. A Figura 3 apresenta o balanço de energia verificada por tipo de fonte no Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo de uma dia com baixo consumo, no caso, o último Dia dos Pais, em 10/08/2025, mostrando a contribuição horária das diferentes tecnologias de geração. Figura 3- Balanço de energia no curto prazo.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
 **Figura 3- Balanço de energia no curto prazo.**	
55. A Figura 3 evidencia o fenômeno conhecido como curva do pato ("duck curve"), resultado d**o crescimento acelerado da fonte solar, tanto centralizada quando distribuída (MMGD).** Durante o **dia, essas fontes reduzem a carga líquida** a ser atendida pelo sistema centralizado, mas, ao final da tarde, sua saída abrupta exige **resposta rápida das hidrelétricas e do parque térmico**.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
56. Esse comportamento **aumenta a complexidade da operação** do Sistema Interligado Nacional - **SIN**, exige maior reserva de capacidade flexível e reforça a necessidade de sinais econômicos adequados para consumidores, de forma a incentivar o deslocamento da demanda para horários mais favoráveis. Tal situação foi ou é vivenciada por vários países, a depender da representatividade da **fonte solar** na matriz energética. Em muitos casos, para aumentar a flexibilidade operativa, adotam-se **preços negativos no mercado de curto prazo** para refletir a inflexibilidade do parque de geração.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
57. A Figura 3 ilustra de maneira prática por que a adoção da tarifação horária é essencial. Ao **sinalizar preços mais baixos durante o dia (quando a MMGD e a solar reduzem o custo marginal**) e **mais altos no final da tarde (quando o sistema enfrenta maior esforço de suprimento)**, o modelo tarifário **induz o consumidor a ajustar sua demanda**, colaborando com a estabilidade do sistema. Dessa forma, a **tarifa horária atua como um instrumento regulatório** que alinha o comportamento da demanda às condições reais de oferta, reduzindo riscos operativos e maximizando a eficiência da rede.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

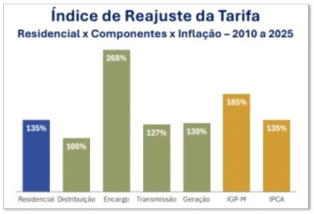
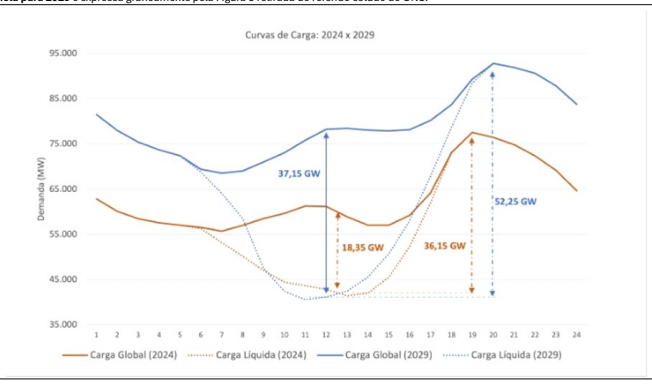
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
58. Ademais, momentos de **sobreoferta de energia** devem resultar em **menores custos**, que devem ser percebidos pelos consumidores, para que se **aproveitem disso e reduzam o custo médio de compra de energia**.	
59. A Figura 4 busca evidenciar o **custo das políticas de subsídios** nas tarifas aplicáveis aos consumidores. Entre 2010 a 2025, a tarifa residencial final tem acompanhado a inflação oficial, medida pelo IPCA. No entanto, quando se analisam seus quatro grandes componentes, a análise é bastante diferente. Nota-se que se os consumidores tivessem que pagar somente pelos custos de geração, transmissão e distribuição, as tarifas estariam subindo bem menos do que a inflação. No entanto, os **encargos setoriais cresceram 268%, o dobro do índice de inflação**, sobretudo em razão da Conta de Desenvolvimento Energético – **CDE** por meio da qual são repassados aos consumidores os custos das políticas de subsídios às Fontes Incentivadas e à MMGD.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
 **Figura 4– Índices Tarifários.** Figura 4– Índices Tarifários.	
60. Sob o ponto de vista tarifário, portanto, o contexto e o **prognóstico são bastante preocupantes** dado que as políticas de **subsídios à MMGD e às Fontes Incentivadas seguem vigentes** o que, certamente, gerará as mesmas consequências observadas nos últimos anos, ou seja, predominância na expansão da oferta por essas fontes, oneração das tarifas, sobretudo pelo crescimento da CDE e tornando ainda mais complexa a operação do sistema.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
61. Como respostas ao fenômeno, o que se **tem visto são novas ações** que, certamente, também irão onerar as tarifas dos consumidores como, **necessidade de expansão cada vez maior do sistema de transmissão**, demandas crescentes por **leilões de reserva de capacidade** e discussões sobre **compensações aos geradores por cortes de geração**. Logo, tem-se um cenário preocupante no qual políticas de subsídios oneraram fortemente as tarifas e, como reação às previsíveis consequências de tais políticas de subsídios, há necessidade de novas políticas que, inevitavelmente, **recairão novamente sobre as tarifas de energia elétrica.**	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel. Entendemos também que estes custos adicionais devem ser alocados aos mercados que deram causa, neste caso os geradores incentivados e os consumidores livres.
62. Nesse contexto, o debate da **modernização tarifária** e, em particular, da **tarifação horária, contribui com a mitigação do problema**, permitindo redução do **custo da energia para os consumidores** e **otimização do uso da infraestrutura** de geração, transmissão e distribuição já construída.	
63. A proposta em discussão nesta Nota Técnica é uma ferramenta para um possível problema identificado pelo **ONS no PAR/PEL 2024,** relacionado à **carga líquida do sistema prevista para 2029** e expressa graficamente pela Figura 5 retirada do referido estudo do ONS.	
	A atual tarifa branca com 3 horários (P, INT, FP) deverá ser adaptada para no mínimo 4 horários com base no gráfico da figura 5. Sugestão (P,INT, A, FP) P=Ponta, INT=Intermediaria, A=Almoço, FP=Fora Ponta.
Figura 5: Comparação entre as curvas horárias das cargas global e líquida do SIN verificadas em 2024 e prevista para 2029 retirada do PAR/PEL 2024, figura 6.4	
64. Considerando as **experiências** internacionais e nacionais relacionadas a **aplicação de tarifas horárias** (modalidades **azul, verde e branca**), observa-se que há uma **inércia para os consumidores ajustarem os hábitos de consumo aos sinais de preço.** Assim, para que os consumidores ajustem seu consumo à tarifa horária nos próximos anos, se faz necessário a discussão das tarifas de imediato, de modo a mitigar o potencial problema relatado.	Importante que os consumidores tenham tempo de adaptação, para criar novos hábitos e adquirir equipamentos. Entendemos que deve ser criado um período sombra com informação de qual seria a tarifa para o consumidor durante 12 meses anteriores a efetivação da nova modalidade tarifária.
III.3. A Agenda de Modernização	
65. A Agenda de **Modernização** do Setor Elétrico conduzida pela ANEEL tem buscado alinhar inovação tecnológica, eficiência regulatória e novos mecanismos de precificação do consumo de energia. Nesse contexto, é fundamental destacar que a Agência **já vem testando** novas **modalidades tarifárias**, desenhadas para refletir de forma mais fidedigna os **custos do sistema** e induzir comportamentos de **consumo mais racionais por parte dos consumidores**. Essas iniciativas, que são conhecidas como **Sandboxes Tarifários**, incluem estruturas diferenciadas de preço por faixa horária, mecanismos de resposta da demanda, modelos dinâmicos que se apoiam no uso de medidores inteligentes e plataformas digitais e formas de faturamento buscando dar mais estabilidade à fatura dos consumidores.	
66. Essa agenda de modernização não pode ser vista de forma isolada, nem como uma ação pontual. A **modernização tarifária** deve ser compreendida como um **processo contínuo**, que busca aprimorar o desenho tarifário atual e adicionar novas modalidades tarifárias. Essas duas frentes, inovação e aprimoramento, devem dialogar com coerência, visando que a transição do modelo atual para o modelo futuro seja coordenada, evitando sobreposições, lacunas ou incentivos desalinhados. Ao mesmo tempo, **permite que os investimentos em infraestrutura de medição inteligente** e em sistemas de gestão da demanda sejam aproveitados de forma sinérgica, potencializando os ganhos tanto para consumidores quanto para o sistema elétrico como um todo.	Este conselho contribuiu na TS-11-24. Algumas considerações enviadas: "Todos os benefícios para redução tarifária pelos investimentos em nova medição devem ser quantificados e o investimento só deve ser realizados se forem justificados." "A flexibilização de tarifas não pode onerar os consumidores cativos."
67. A discussão do aprimoramento das regras relacionadas à **Tarifa Branca já estava prevista** e programada no roadmap de modernização tarifária discutido na **Tomada de Subsídios nº 011/2024.** A conjuntura operativa, conforme abordado previamente nesta Nota Técnica, faz com que parte da discussão seja antecipada.	Este conselho contribuiu na TS-11-24. Algumas considerações enviadas: "Todos os benefícios para redução tarifária pelos investimentos em nova medição devem ser quantificados e o investimento só deve ser realizados se forem justificados." "A flexibilização de tarifas não pode onerar os consumidores cativos."
68. Portanto, ao avançar com a implementação da Tarifa Horária, a ANEEL reforça que essa medida faz parte de um processo mais amplo de modernização regulatória, no qual os **consumidores de baixa tensão passam a ter papel mais ativo na gestão de seu consumo e na eficiência do sistema**.	
69. Deve-se recordar que tarifas horárias para baixa tensão começaram a ser discutidas na Audiência Pública **nº 120, de 2010**, a qual resultou, entre outros diversos aprimoramentos na estrutura tarifária, na criação da **Tarifa Branca**. Além disso, foi tomada também a decisão de **extinção da tarifa convencional** para **consumidores de média tensão,** tornando **todos os consumidores do grupo tarifário AT submetidos a tarifas horárias**. Ou seja, foi dado um passo importante para o grupo de Alta tensão e iniciou-se a reforma da estrutura tarifária para o grupo de baixa tensão, criando-se a possibilidade destes consumidores passarem a reagir a sinais de preço. Agora, passados mais de 7 anos de disponibilidade da Tarifa Branca, visualiza-se a necessidade de consolidar e expandir a aplicação de tarifas horárias para o grupo de baixa tensão.	
70. A articulação entre a Tarifa Branca e as demais modalidades inovadoras em fase de teste nos Sandboxes Tarifários assegura que a política tarifária **evolua de maneira consistente, transparente e progressiva,** acompanhando as transformações do setor e preparando o país para os desafios da transição energética.	
71. **Tarifas horárias** apresentam potencial de emprego em situações cada vez mais presentes para os consumidores de Baixa Tensão. Em primeiro lugar, a expansão da mobilidade elétrica e a perspectiva de expansão do **armazenamento residencial com baterias** amplia a flexibilidade do consumo. **Veículos elétricos** podem ser carregados preferencialmente em horários de menor tarifa, funcionando como cargas moduláveis, dado que o horário do reabastecimento pode ser programado por aplicativo ou no painel do veículo.	Essencial que o modelo permita um tempo de adaptação antes de sua plena operação para que os consumidores possam investir em adaptações no seu consumo. Entre as citadas pela Aneel, também acrescentamos o armazenamento de frio e calor.
72. Em segundo lugar, observa-se a crescente difusão de **casas inteligentes** (smart homes), com eletrodomésticos conectados e gerenciados por aplicativos ou assistentes virtuais. Essa automação **permite que o consumidor programe seu uso de energia para horários fora de ponta** de forma quase automática, reduzindo a necessidade de mudanças de comportamento manuais. Na prática, tecnologias de automação residencial transformam a gestão do consumo em uma tarefa simples, aumentando a adesão e maximizando os ganhos da tarifa horária.	Essencial que o modelo permita um tempo de adaptação antes de sua plena operação para que os consumidores possam investir em adaptações no seu consumo. Entre as citadas pela Aneel, também acrescentamos o armazenamento de frio e calor.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
73. Da mesma forma, sistemas de **baterias domiciliares** permitem armazenar energia barata em períodos fora de ponta e utilizá-la em momentos de custo elevado, aliviando a rede e otimizando a fatura do consumidor. Esse movimento é reforçado pela queda expressiva dos preços das baterias de íons de lítio, conforme dados da Bloomberg: de mais de 800 $/kWh em 2013 para cerca de 115 $/kWh em 2024, redução superior a 85%.	Essencial que o modelo permita um tempo de adaptação antes de sua plena operação para que os consumidores possam investir em adaptações no seu consumo. Entre as citadas pela Aneel, também acrescentamos o armazenamento de frio e cator.
74. Outra oportunidade que pode ser potencializada com a **tarifação horária diz respeito à cocção.** Estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE mostram que aproximadamente **20% do consumo energético das famílias de maior renda é de Gás Liquefeito de Petróleo – GLP**, e com a redução da tarifa de energia elétrica no período fora de ponta, há oportunidade de agregar novas cargas dado que a cocção elétrica irá competir com a cocção tradicional com GLP. Além de **agregar cargas novas,** o que ajuda a repartir os custos do setor elétrico, a cocção elétrica pode ser feita no período de forte geração solar, simplesmente ajustando-se os sinais de preços, sem qualquer subsídio associado.	
75. Assim, a conjunção entre **automação residencial**, **mobilidade elétrica**, **novas cargas** e **armazenamento de energia** cria condições técnicas e econômicas para que a **resposta da demanda seja mais previsível**, **eficiente e escalável**. Essas tendências tornam ainda **mais viável a adoção da tarifa horária em escala,** sobretudo para consumidores de maior porte na baixa tensão, reduzindo barreiras de comportamento e aumentando os benefícios para o sistema elétrico como um todo.	
76. A proposta de implementação da **Tarifa Horária** com classificação automática deve ser compreendida não como uma medida isolada, mas como parte integrante da Agenda de **Modernização** da ANEEL, que reúne um conjunto de iniciativas voltadas a aumentar a eficiência do setor elétrico, a transparência regulatória e o engajamento dos consumidores. Entre essas iniciativas, destacam-se os projetos de expansão da infraestrutura de **medidores inteligentes**, que viabilizam a coleta remota e em tempo real dos dados de consumo, a introdução de novas modalidades tarifárias em fase de teste (sandboxes tarifários) e a construção de mecanismos regulatórios de resposta da demanda, permitindo que o consumidor atue de forma mais ativa na gestão do sistema.	Este conselho contribuiu na TS-11-24. Algumas considerações enviadas: "Todos os benefícios para redução tarifária pelos investimentos em nova medição devem ser quantificados e o investimento só deve ser realizados se forem justificados." "A flexibilização de tarifas não pode onerar os consumidores cativos."
77. Ao alinhar a **Tarifa horária** com classificação automática a esse conjunto de ações, a ANEEL reforça que a medida faz parte de uma estratégia regulatória mais ampla, que busca não apenas corrigir distorções, mas também preparar o setor para os desafios da transição energética, da digitalização e da descentralização da geração. A coerência entre essas iniciativas garante que os investimentos em modernização de redes, medição e plataformas digitais sejam utilizados de forma sinérgica, ampliando os benefícios regulatórios e econômicos.	
78. Essa integração também transmite uma mensagem importante aos agentes de mercado e à sociedade: a **Tarifa horária com classificação automática é um instrumento regulatório complementa**r, que dialoga com outras ferramentas em desenvolvimento e que **fortalece o papel do consumidor como protagonista** da modernização do setor.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
III.4. Relatório de Análise de Impacto Regulatório	
79. O Relatório de **Análise de Impacto Regulatório nº 1/2025-STR/STD/ANEEL**, intitulado Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias), tem como objetivo avaliar maneiras de aumentar a adesão de consumidores à tarifa horária, ampliando então a participação do mercado de energia elétrica que adota tais tarifas, buscando maior causalidade de custos e objetivando maior eficiência econômica do setor elétrico.	
80. Foram avaliadas três opções em relação à regulação atual que adota o modelo de adesão opcional:	
I. **Alternativa não regulatória**: manter a adesão da tarifa branca opt-in e aumentar a comunicação com a sociedade sobre a modalidade e seus benefícios;	
II. **Alternativa regulatória**: alterar o modelo de adesão para os consumidores com **consumo acima de 1.000 kWh para opt-out** e aumentar a comunicação com a sociedade sobre a modalidade e seus benefícios; e	
III. **Alternativa regulatória**: alterar o modelo de adesão para os consumidores com **consumo acima de 1.000 kWh para automática** e aumentar a comunicação com a sociedade sobre a modalidade e seus benefícios.	
81. Após análise multicritério recomenda-se a alternativa regulatória de **enquadramento automático** na tarifa branca para os consumidores atendidos em baixa tensão com consumo mensal acima de 1.000 kWh.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
III.5. Denominação da Tarifa horária	
82. A **Tarifa Branca** foi instituída com o objetivo de seguir a lógica das denominações já existentes para a tarifa horária aplicada ao Grupo A, tradicionalmente associadas às cores da bandeira nacional, notadamente azul e verde para o Grupo tarifário A. Para o Grupo tarifário B, chegou a ser prevista a criação de uma "tarifa amarela"[27], voltada ao consumo no período da madrugada. Nesse contexto, optou-se pela denominação "Tarifa Branca", assegurando coerência com o padrão cromático até então vigente no setor.	
83. Todavia, ao longo dos últimos 15 anos, o **ambiente de comunicação** passou por transformações significativas, tornando-se **digital, interativo e personalizado**, migrando da lógica de comunicação de massa para formatos multimídia e segmentados, com foco em engajamento, transparência e propósito. Nesse cenário, identificam-se algumas d**esvantagens potenciais em manter a nomenclatura "Tarifa Branca**": (i) **baixa clareza para o público**, já que a cor não transmite de forma intuitiva a ideia de diferenciação horária ou de economia; (ii) **dificuldade de engajamento**, pois pesquisas de percepção indicam que nomes associados a benefícios concretos, como economia, inteligência ou flexibilidade, são mais atrativos; e (iii) **risco de confusão** com o sistema de **bandeiras tarifárias** (verde, amarela e vermelha), já consolidado para o consumidor.	
84. Por outro lado, a manutenção da denominação **"Tarifa Branca"** apresenta como vantagem o histórico regulatório e normativo consolidado desde 2010, evitando custos de rebranding e assegurando continuidade institucional.	
85. Como solução intermediária, recomenda-se a manutenção da denominação oficial nos normativos, aliada à adoção de **nomenclatura complementar para fins de engajamento e comunicação pública.** Entre as sugestões destacam-se: **"Tarifa Hora Certa"** que evidencia que o consumo nas horas de menor tarifa pode trazer benefícios aos consumidores; **"Tarifa Inteligente"**, que remete à modernidade e ao uso de medidores e eletrodomésticos avançados; **"Tarifa Econômica Horária"**, que evidencia de forma direta o benefício financeiro; **"Tarifa Flexível"**, que reforça a liberdade de escolha e adaptação; e **"Tarifa Sustentável"**, que conecta o uso eficiente da energia à agenda ambiental e de transição energética. Essa estratégia híbrida conciliaria a continuidade regulatória com a necessidade de maior clareza e atratividade junto aos consumidores.	
86. Na mesma linha, deve-se d**iscutir melhorias** na denominação dos postos **tarifários, ponta, intermediário e fora ponta,** que, por mais que carreguem um valor histórico, em especial para o grupo A, podem ser utilizados como ferramenta de comunicação para passar a mensagem mais adequada e simples para o consumidor.	A atual tarifa branca com 3 horários (P, INT, FP) deverá ser adaptada para no mínimo 4 horários com base no gráfico da figura 5. Sugestão (P,INT, A, FP) P=Ponta, INT=Intermediaria, A=Almoço, FP=Fora Ponta.
IV - DO FUNDAMENTO LEGAL	
87. O inciso IV do **art. 15 da Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.	
88. O **art. 3º da Lei nº 9.427**/1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, confere à ANEEL a competência de homologar as tarifas de energia elétrica, na forma da lei, das normas pertinentes e do contrato de concessão.	
89. O inciso X do art. 4º do Anexo I do **Decreto nº 2.335**, de 6 de outubro de 1997, dispõe que compete à ANEEL atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.	
90. Adicionalmente, a **Resolução Normativa nº 464,** de 22 de novembro de 2011, instituiu a modalidade tarifária denominada **Tarifa Branca,** aplicável inicialmente de forma facultativa aos consumidores de baixa tensão, estabelecendo seus critérios de aplicação e gradual disponibilização pelas distribuidoras.	
91. Por fim, a **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022 (Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída), e a Medida Provisória nº 1.212, de 9 de abril de 2024, ao tratarem de **benefícios e subsídios ao setor**, reforçam a necessidade de evolução regulatória que garanta maior **neutralidade tarifária,** justificando a pertinência da adoção da Tarifa Horária automática como instrumento de eficiência e justiça tarifária.	
V – DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO	
92. Como bússola na **modernização das tarifas** de energia elétrica, apresenta-se, em anexo, minuta de **PRORET i**ntitulado "Fundamentos da Regulação de Estrutura Tarifária", a qual internaliza os princípios tarifários discutidos na **Tomada de Subsídios nº 011/2024** e que são base para a discussão da agenda de modernização tarifária.	Este conselho contribuiu na TS-11-24. Algumas considerações enviadas: "Todos os benefícios para redução tarifária pelos investimentos em nova medição devem ser quantificados e o investimento só deve ser realizados se forem justificados." "A flexibilização de tarifas não pode onerar os consumidores cativos."
93. Conclui-se que, da **Análise de Impacto Regulatório** contida no RAIR nº 1/2025-STR/STD/ANEEL, bem como dos pontos abordados nesta Nota Técnica, considerando (i) a necessidade de alinhar os **sinais econômicos** da baixa tensão às práticas já consolidadas em média e alta tensão, (ii) os **riscos operativos** relatados pelo ONS quanto à segurança do SIN em cenários de baixa carga, (iii) as **crescentes distorções na expansão da oferta** decorrentes dos subsídios às Fontes Incentivadas e à MMGD (iv); **a baixa efetividade da adesão** voluntária à Tarifa Branca (v) as evidências de que os consumidores podem reduzir as suas contas de energia contribuindo para a **otimização do uso dos sistemas de geração, transmissão e distribuição**; (vi) o fato de os consumidores **com elevados consumos serem os mais responsivos** a sinais de preços e (vii) a **baixa capilaridade de medição inteligente**; propõe-se, em razão da conveniência e oportunidade, instituir **aplicação automática da Tarifa Branca** para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos **B1** (residencial), **B2** (rural) e **B3** (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou **superior a 1 MWh**, excluídos os consumidores das subclasses baixa renda e tarifa desconto social.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
94. Essa medida **permitirá ampliar a resposta da demanda**, induzindo o deslocamento do consumo para horários de menor carregamento, contribuindo para a **modicidade tarifária**, eficiência na **utilização da rede** e maior **integração das fontes** renováveis, **reduzindo os cortes de geração** com custo marginal nulo. Adicionalmente, assegura **tratamento regulatório isonômico entre segmentos de consumo,** preservando os pequenos consumidores e direcionando o sinal econômico àqueles com maior impacto sobre o sistema elétrico.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
95. Recomenda-se, portanto, que a Diretoria da ANEEL instaure **Consulta Pública**, por período de 90 dias por intercambio documental, para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa horária, com alteração da nomenclatura para fins de divulgação, para os **consumidores B1, B2 e B3** com **consumo superior a 1 MWh/mês**, excluídos os consumidores das subclasses baixa renda e desconto tarifa social, até o fim do ano de 2026, com diretrizes para a evolução gradual da base de medição e ações de comunicação e educação tarifária, de modo a garantir transparência, previsibilidade e engajamento dos consumidores na transição para um modelo tarifário mais eficiente e sustentável.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 46/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2025-STR-STD/ANEEL de 06/11/2025

EMENTA: Obter subsídios para discutir com a sociedade a aplicação automática de Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de

TEXTO/ANEEL	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
96. A medida **afetaria somente 0,9% dos consumidores B1**, **5,9% dos consumidores B2** e **17,1% dos consumidores B3**, totalizando 2,5% do total de consumidores atendidos em Baixa Tensão, mas alcançando percentual muito maior do mercado, **chegando a 25% do consumo BT em MWh do país.**	
97. Ademais, recomenda-se que a implementação seja acompanhada de **programas de comunicação e educação tarifária,** a fim de facilitar a compreensão **dos consumidores** e garantir maior transparência e engajamento social no processo de transição.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel.
98. Recomenda-se, ainda, que a denominação **"Tarifa Branca" seja substituída**, nos materiais de comunicação e engajamento com consumidores, por nomenclaturas mais claras e atrativas, a ser definida a partir da Consulta Pública, tais como **"Tarifa Hora Certa"**, **"Tarifa Inteligente"**, **"Tarifa Econômica Horária"**, **"Tarifa Flexível"**, ou **"Tarifa Sustentável"** mantendo-se, contudo, a designação original nos normativos para assegurar a continuidade institucional e evitar custos de transição regulatória. Essa estratégia conciliará a robustez regulatória já existente com a necessidade de aprimorar a percepção e a adesão dos consumidores à modalidade tarifária.	Este Conselho de Consumidores concorda totalmente com a análise da Aneel. Parabenizando os autores pelas excelentes colocações e considerações.
ADRIANO ALMEIDA TRINDADE Coordenador Adjunto de Regulação Tarifária	
DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO Coordenador de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários	
FLAVIA LIS PEDERNEIRAS Gerente de Regulação Econômica	
PEDRO MELLO LOMBARDI Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição	
ROBSON KUHN YATSU Gerente de Gestão Tarifária	
CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA Coordenador Adjunto de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais (Assinado digitalmente)	
DIEGO LUÍS BRANCHER Coordenador de Regulação Tarifária (Assinado digitalmente) MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais	
MARCIO ANDREY ROSELLI Assessor-Chefe de Gestão Estratégica	
DENIS PEREZ JANNUZZI Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica De acordo:	
LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica	
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	
[1] Disponível na Tomada de Subsídios 11/2024 – roadmap da modernização tarifária	
[2] "Art. 175. [...] Parágrafo único. A lei disporá sobre: III - política tarifária; Art. 3º Constituem objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil: I - construir uma sociedade livre, justa e solidária;"	
[3] Ver (Rábago & Valova, 2018).	
[4] Ver (DORAU, 1930)	
[5] Segundo Wright existem custos fixos e variáveis na produção de eletricidade. "Mesmo que um cliente a nja seu uso máximo apenas algumas vezes por ano, uma estação central deve investir em equipamentos para atendê-lo nesse nível [...] A tarifa de eletricidade era então composta por duas partes: uma correspondente à demanda máxima, para cobrir a sua parte nos custos fixos, e a outra à relacionada aos custos variáveis". Até então os preços eram cobrados exclusivamente pela capacidade dos bulbos das lâmpadas. Para detalhes ver (et al., 2005..	
[6] (Steiner, 1957)	
[7] (Boiteux, 1960)	
[8] Ver (Viscusi et al., 2018)	
[9] Ver (Brandstätt et al., 2011)	
[10] Ver (Turvey, 2017)	
[11] Ver (Munasinghe, 1981)	
[12] Ver (FUGIMOTO, 2010)	
[13] Ver (Bandeira de Mello, 2009)	
[14] Ver (Schramm, 1985b)	
[15] Ver (Sovacool & Dworkin, 2015)	
[16] Ver (Garfield & Lovejoy, 1964)	
[17] Ver (Lazar et al., 2017). No início da indústria da energia elétrica houve grande discussão sobre a segregação da classe residencial em consumidores com e sem fornos elétricos, ou tarifas diferenciadas para novos e velhos consumidores. A discussão silenciada por mais de 100 anos volta ser discu da, sob a ó ca de novas tecnologias na rede. Para detalhes ver (DORAU, 1930).	
[18] Ver (Bonbright, 1961).	
[19] Ver (MIT Energy, 2016) e (Lazar et al., 2017)	
[20] Ver (Faruqui, 2022)	
[21] Sobre o tema Subsídios Tarifários ver (Schramm, 1985b).	
[22] BEATO, Paulina. Competition policy in regulated industries: approaches for emerging economies. Idb, 2002.	
[23] Art. 35 da Lei nº 9.074/95	
[24] Exemplos: art. 29 da Lei nº10.848/2004, art. 13 da Lei nº 10.438/2002.	
[25] Fonte: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9	
[26] https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html#apresentacaoEDestaques	
[27] DNAEE. Nova tarifa de energia elétrica - Metodologia e aplicação ("Livro Verde"). MME/DNAEE, 1985	
Documento assinado eletronicamente por:	
Márcio Andrey Roselli, Chefe de Gestão Estratégica, em 06/11/2025,	
Flávia Lis Pederneiras, Gerente de Regulação Econômica, em 06/11/2025, às 11:16	
Diego Luis Brancher, Coordenador(a) de Regulação Tarifária, em 06/11/2025, às 11:16	
Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária, em 06/11/2025, às 11:18	
Adriano Almeida Trindade, Coordenador(a) Adjunto(a) de Regulação Tarifária, em 06/11/2025, às 11:31	
Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a), em 06/11/2025, às 11:49	
Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 06/11/2025, às 12:21	
Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 06/11/2025, às 13:59	
Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição, em 06/11/2025, às 14:06	
Daniel José Justi Bego, Coordenador(a) de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários, em 06/11/2025, às 14:06	
Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais, em 06/11/2025, às 14:08	

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2026
(PROCESSO: 48340.000195/2026-19)
NOME DA INSTITUIÇÃO: CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE faz referência à Consulta Pública MME nº 216/2026 - CP 216/2026, que tem como objetivo colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva – CER para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, e apresenta, a seguir, as contribuições e suas respectivas justificativas para a referida Consulta Pública.

Em atenção à Nota Técnica nº 1/2026/DPME/SNEE- NT e à minuta de CER, a CCEE apresenta conjunto de contribuições de modo a apoiar o aprimoramento dos documentos e colaborar com a materialização dos objetivos apresentados pelo Ministério de Minas e Energia - MME. Nessa linha, apresentam-se contribuições textuais à minuta de CER, que se encontram nas páginas a seguir.

Texto MME (Minuta CER)	Texto Contribuição	Justificativa
5.5.1. Na definição dos valores monetários a serem lançados no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, serão considerados, de forma conjunta, os valores associados: (i) à RECEITA DE VENDA; (ii) às penalidades estabelecidas, e (iii) a demais disposições do CONTRATO que envolvam acerto financeiro.	5.5.1. Na definição dos valores monetários a serem lançados no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, serão considerados, de forma conjunta, os valores associados: (i) à RECEITA DE VENDA; (ii) às penalidades estabelecidas, e (iii) às demais disposições do CONTRATO que envolvam acerto financeiro, incluindo, mas não se limitando, eventuais ressarcimentos, e/ou indenizações devidas.	Sugestão de complemento visando dar clareza à possibilidade inclusão de valores estabelecidos nas cláusulas 9ª e 13
8.2. A RECEITA FIXA, definida no Apêndice I e calculada conforme as diretrizes do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848/2004, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses, tendo como referência o mês de janeiro de 2026, e será composta pelas seguintes componentes:	8.2. A RECEITA FIXA, definida no Apêndice I e calculada conforme as diretrizes do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848/2004, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses, tendo como referência o mês de dezembro de 2025, e será composta pelas seguintes componentes:	O mês de atualização ocorre anualmente em janeiro, considerando o IPCA do mês anterior (m-1). Desta forma, para que seja considerado o prazo mínimo de doze meses na atualização de janeiro de 2027, propõe-se que a data-base seja dezembro de 2025.
[Inclusão]	8.2.3. A RECEITA FIXA vinculada ao custo do combustível associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, RF_{comb}, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses tendo como referência o mês de dezembro de 2025, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica: $$RF_{comb_m} = RF_{comb_0} \times \left(\frac{I_m}{I_0}\right)$$ Onde: $RF_{comb\ m}$: valor atualizado da componente da RECEITA FIXA vinculada ao custo do combustível associado à	Inclusão com objetivo de trazer clareza não apenas quanto à álgebra a ser adotada, como também aos meses de referência dos parâmetros considerados para a devida atualização da informação, uma vez que tais dados serão posteriormente incorporados às Regras de Comercialização e utilizados nos processos relativos à operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, formação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo – MCP e apuração da Receita de Venda. Para tal, sugere-se a inclusão da subcláusula, na qual especifica-se o mês de referência para a determinação do parâmetro I0. E, considerando que o mês de reajuste anual é sempre janeiro, a fim de trazer mais clareza ao processo, sugere-se a definição do mês de dezembro (do ano anterior)

	INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, expresso em R$/ano, aplicado ao mês “m”; $RF_{comb\ 0}$: valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada ao custo do combustível associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, expresso em R$/ano, conforme estabelecido no item 4.1.1 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); I_m : número índice do IPCA vigente no mês de janeiro; I_0 : número índice do IPCA referente ao mês de dezembro de 2025.	a ser utilizado para o devido reajuste anual, uma vez que é o último dado mais atualizado disponibilizado pelo IBGE no mês definido para atualização. Reforça-se que no mês de reajuste definido como janeiro, o parâmetro Im não pode ser referente ao próprio mês de atualização (janeiro), pois esse dado ainda não está disponível, onde neste caso, seguiria o comportamento padrão do Energia de Reserva de considerar o índice do M-1.
[Inclusão]	8.2.4. O valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada aos demais itens, $RF_{demais0}$, decorre da aplicação da seguinte equação algébrica: $$RF_{demais_0} = RF_0 - RF_{comb_0}$$ Onde: $RF_{demais\ 0}$: valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada aos demais itens, expresso em R$/ano, conforme estabelecido no item 4.1.2 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); RF_0 : valor inicial da RECEITA FIXA, expresso em R$/ano, conforme estabelecido no item 4.1 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); $RF_{comb\ 0}$: valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada ao custo do combustível associado à INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, expresso em R$/ano, conforme estabelecido no item 4.1.1 do Apêndice I (QUADRO RESUMO);	Idem

[Inclusão]	8.2.5. A RECEITA FIXA vinculada aos demais itens, RF_{demais}, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses tendo como referência o mês de dezembro de 2025, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica: $$RF_{demais_m} = RF_{demais_0} \times \left(\frac{I_m}{I_0}\right)$$ Onde: $RF_{demais\ m}$: valor atualizado da componente da RECEITA FIXA vinculada aos demais itens, expresso em R$/ano, aplicado ao mês "m"; $RF_{demais\ 0}$: valor inicial da componente da RECEITA FIXA vinculada aos demais itens, expresso em R$/ano, conforme estabelecido no item 4.1.2 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); I_m : número índice do IPCA vigente no mês de janeiro; I_0 : número índice do IPCA referente ao mês de dezembro de 2025.	Idem
[Inclusão]	8.4. O CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO – CVU, definido no Apêndice I (QUADRO RESUMO), será formado pelas seguintes componentes: (i) Parcela do CVU vinculada ao custo do combustível – CVU_{Comb}; e (ii) Parcela do CVU vinculada aos demais custos variáveis – $CVU_{O\&M}$.	Com relação ao CVU, no Apêndice I – Quadro Resumo da minuta de contrato, tem-se que seu valor inicial, referenciado ao mês de janeiro de 2026, é de 427,95 R$/MWh. Ainda com base no exposto na Cláusula 8ª, entende-se que a mesma regra de atualização aplicada à Receita Fixa também é válida para o CVU. Busca-se, assim, clareza nos parâmetros de reajuste e, ressalta-se ainda que a subcláusula 8.9 da minuta de CER dispõe que o CVU definido será utilizado para fins de despacho pelo ONS, independentemente da classificação (ex.: fora da ordem de mérito, razão elétrica ou energética).

	8.4.1 O valor inicial do CVU decorre da aplicação da seguinte equação algébrica: $$CVU_0 = CVU_{Comb_0} + CVU_{O\&M_0}$$ Onde: CVU_0 : valor inicial do CVU, expresso em R$/MWh, conforme estabelecido no item 4.2 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); $CVU_{Comb\,0}$: valor inicial da componente do CVU vinculada ao custo do combustível, expresso em R$/MWh, conforme estabelecido no item 4.2.1 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); $CVU_{O\&M\,0}$: valor inicial da componente do CVU vinculada aos demais custos variáveis, expresso em R$/MWh, conforme estabelecido no item 4.2.2 do Apêndice I (QUADRO RESUMO);	Outro ponto ainda no âmbito do CVU, o qual impacta o cálculo da Receita de Venda, consiste na necessidade do desmembramento do valor total nas parcelas “combustível” e “demais custos”, os quais também precisam constar em contrato para o devido cálculo correto. De forma similar à Receita Fixa (inclusão da subcláusula 8.2.3), sugere-se, para as subcláusulas 8.4.1 e 8.4.2, a especificação do mês de referência para a determinação do parâmetro I0. E, considerando que o mês de reajuste anual é sempre janeiro, a fim de trazer mais clareza ao processo, sugere-se a definição do mês de dezembro (do ano anterior) a ser utilizado para o devido reajuste anual, uma vez que é o último dado mais atualizado disponibilizado pelo IBGE no mês definido para atualização.
[Inclusão]	8.4.2. A componente do CVU vinculada ao custo do combustível, CVU_{Comb}, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses tendo como referência o mês de dezembro de 2025, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica: $$CVU_{Comb_m} = CVU_{Comb_0} \times \left(\frac{I_m}{I_0}\right)$$ Onde:	Idem

	$CVU_{Comb\ m}$: valor atualizado da componente do CVU vinculada ao custo do combustível, expresso em R$/MWh, aplicado ao mês “m”; $CVU_{Comb\ 0}$: valor inicial da componente do CVU vinculada ao custo do combustível, expresso em R$/MWh, conforme estabelecido no item 4.2.1 do Apêndice I (QUADRO RESUMO); I_m : número índice do IPCA vigente no mês de janeiro; I_0 : número índice do IPCA referente ao mês de dezembro de 2025.	
[Inclusão]	8.4.3. A componente do CVU vinculada aos demais custos variáveis, CVU_{Demais}, será reajustada anualmente, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses tendo como referência o mês de dezembro de 2025, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica: $$CVU_{O\&M_m} = CVU_{O\&M_0} \times \left(\frac{I_m}{I_0}\right)$$ Onde: $CVU_{O\&M\ m}$: valor atualizado da componente do CVU vinculada aos demais custos variáveis, expresso em R$/MWh, aplicado ao mês “m”; $CVU_{O\&M\ 0}$: valor inicial da componente do CVU vinculada aos demais custos variáveis, expresso em R$/MWh, conforme estabelecido no item 4.2.2 do Apêndice I (QUADRO RESUMO);	Idem

	I_m : número índice do IPCA vigente no mês de janeiro; I_0 : número índice do IPCA referente ao mês de dezembro de 2025.	
16.6. O VENDEDOR poderá ceder os direitos creditórios decorrentes do CONTRATO em garantia de contratos de financiamentos relacionados à usina, com anuência prévia da CCEE.	16.6. O VENDEDOR poderá ceder os direitos creditórios decorrentes do CONTRATO em garantia de contratos de financiamentos relacionados à usina, com anuência prévia da CCEE, não importando a cessão em alterações nas regras contratuais e regulatórias aplicáveis, inclusive as relativas à apuração e pagamentos dos valores deste CONTRATO, nem implicando assunção, pela CCEE, de quaisquer obrigações perante o cessionário.	Inclusão com objetivo de explicitar a não assunção de obrigações pela CCEE, perante o cessionário.
[Inclusão]	[Apêndice I] 4.1.2. A parcela referente ao demais custos corresponde a R$ xxx.xxx.xxx,xx (xxxxx) ao ano, calculado pela diferença entre a receita fixa total e a receita fixa vinculada ao custo de combustível associado à geração inflexível, de que trata o 4.1.1.	Inclusão com objetivo de conferir clareza ao valor da parcela de receita fixa referente a demais custos.
4.2. O valor inicial do CVU, referenciado ao mês de janeiro de 2026, é de 427,95 R$/MWh.	[Apêndice I] 4.2. O valor inicial do CVU, referenciado ao mês de janeiro de 2026, é de 427,95 R$/MWh. 4.2.1. Parcela do CVU vinculada ao custo do combustível (CVU_{Comb_0}): xxx,xx R$/MWh 4.2.1. Parcela do CVU vinculada aos demais custos variáveis ($CVU_{O\&M_0}$): xxx,xx R$/MWh	Ajuste no sentido de inclusão de subcláusula para definição dos valores dos componentes do CVU (CVU Comb e CVU O&M).

[Apêndice II] 1. Dados da usina termelétrica de UTE Candiota III. CEG - UTE. CM.RS.029767-4.01 Localidade – Rio Grande do Sul Submercado - Sul Combustível – Carvão Mineral Potência Instalada – 350 MW Indisponibilidade Programada – 10,274% Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – 16,438% Fator de Capacidade Máxima – 100,00%	[Apêndice II] 1. Dados da usina termelétrica de UTE Candiota III. CEG - UTE. CM.RS.029767-4.01 Localidade – Rio Grande do Sul Submercado - Sul Combustível – Carvão Mineral Potência Instalada – 350 MW Indisponibilidade Programada – 10,274% Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – 16,438% Fator de Capacidade Máxima – 100,00% Garantia Física – xx,xx MWmédios, conforme Portaria nº xx, de xx de xx de xxxx	Inclusão do parâmetro Garantia Física ao Apêndice II

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216
CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE

1. Considerações Iniciais

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à presente consulta pública, que trata da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a UTE Candiota III, no contexto da implementação da política pública prevista na Lei nº 15.269/2025. A regulamentação em discussão terá efeitos relevantes para o setor elétrico e para os consumidores brasileiros ao longo dos próximos quinze anos.

A minuta contratual apresentada dialoga com a regulamentação recente associada à contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, estabelecida pela Lei nº 14.299/2022. À luz dessa experiência, a ABIAPE entende que as bases do instrumento contratual submetido à consulta pública apresentam estrutura consistente e adequada para a formalização do contrato da UTE Candiota III.

Não obstante, para a Associação, alguns parâmetros econômicos do contrato, definidos pela Lei nº 15.269/2025 e detalhados na Nota Técnica, ainda demandam ajustes a fim de assegurar plena sintonia com o comando legal. A ABIAPE concentra suas contribuições nesses aspectos, em especial na formação da receita fixa vinculada aos demais itens (RF Demais) e na avaliação de requisitos relacionados ao custeio da contratação.

2. Contribuições

2.1. Receita Fixa vinculada aos demais itens (RF Demais)

O art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004, com redação dada pela Lei nº 15.269/2025, estabelece, no inciso IV do §1º, que a receita ou o preço de venda do novo contrato será composto por três parcelas: (i) receita fixa vinculada ao custo do combustível associado à inflexibilidade contratual (RF Comb); (ii) receita fixa vinculada aos demais itens (RF Demais); e (iii) receita variável. A forma de determinação dessas parcelas é detalhada nas alíneas “a”, “b” e “c” do referido dispositivo.

Nos termos da alínea “b” do inciso IV do §1º do referido artigo, a definição da receita fixa vinculada aos demais itens (RF Demais) deve assumir **valor igual**: (i) à receita fixa vinculada aos demais itens existentes nos contratos vigentes para os empreendimentos enquadrados no inciso I do caput; e (ii) à média das receitas fixas vinculadas aos demais itens recontratados para os empreendimentos enquadrados no inciso II do caput. O texto legal dispõe:

> “b) **receita fixa vinculada aos demais itens**, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que **terá valor igual à**:

> 1. **receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022**, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do *caput* deste artigo; e
>
> 2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais itens**, **devidamente recontratadas**, nos termos do inciso II do *caput*, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do *caput* deste artigo; e" **(grifo nosso)**

No caso específico da UTE Candiota III, conforme reconhecido na própria Nota Técnica que subsidia esta consulta pública, os contratos vigentes não possuem parcela contratual correspondente à receita fixa vinculada aos demais itens. Assim, não existe referência contratual que permita definir o valor dessa parcela no novo contrato, como exige o próprio texto legal.

Diante da ausência de referência nos contratos vigentes, a interpretação mais aderente para o comando legal é aquela na qual se reconhece que **RF Demais é inexistente para o caso concreto, devendo, portanto, assumir valor igual a zero.**

Nesse contexto, entende-se que a metodologia apresentada na Nota Técnica, que busca inferir o valor da RF Demais com base na diferença entre a receita fixa total dos contratos originais e a receita fixa vinculada ao combustível não encontra respaldo no texto legal. Isso porque a lei estabelece critérios específicos (itens 1 e 2 da alínea b) para a definição da RF Demais do novo contrato, baseado na Receita Fixa vinculada aos Demais Itens dos contratos vigentes, referência que não pode ser desconsiderada.

Observa-se ainda que o cálculo proposto pelo Ministério incorpora à receita fixa total contratual o valor correspondente ao reembolso da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Entretanto, esse montante não constitui parcela contratual relacionada à receita fixa do empreendimento, sendo definido anualmente pela ANEEL, por meio de despacho regulatório, em conformidade com a Lei nº 10.438/2002. Desse modo, a inclusão do reembolso da CDE no cálculo da receita fixa contratual mostra-se incompatível com a natureza jurídica disposta na legislação.

Diante do exposto, a ABIAPE considera que a aplicação estrita do disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004 conduz à conclusão que a **Receita Fixa vinculada aos Demais Itens deve assumir valor igual a zero, sendo a receita fixa do novo contrato composta exclusivamente pela parcela vinculada ao custo do combustível associado à inflexibilidade contratual.**

2.2. Avaliação de requisitos como condição de contratação

A Lei nº 10.848/2004, em seu §3º do art. 3º-D, prevê a possibilidade de o Poder Executivo estabelecer requisitos adicionais – por exemplo, controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia – como condição para a contratação das usinas termelétricas a carvão mineral nacional.

Nos termos do §4º do mesmo artigo, caso tais requisitos venham a ser definidos e não sejam observados pelos empreendimentos alcançados pela lei, estes deverão custear a

contratação de reserva de capacidade na proporção da energia elétrica gerada, de acordo com regulamentação da ANEEL.

Embora o texto legal não imponha ao Poder Executivo a obrigação de definir esses requisitos no momento da contratação, a ABIAPE entende que o tema introduzido pelo legislador possui relevância estrutural, especialmente quanto à configuração futura da matriz elétrica e à alocação dos custos associados a contratação de reserva de capacidade.

A eventual definição de requisitos técnicos adicionais pode influenciar diretamente os custos associados à contratação. Nessa perspectiva, a ABIAPE avalia que seria oportuno que o Ministério de Minas e Energia promovesse discussão mais ampla sobre o tema, inclusive avaliando a conveniência de estabelecer tais requisitos ou, ao menos, coletar percepções dos agentes do setor acerca de sua eventual adoção.

Nesse sentido, a Associação sugere que o Ministério avalie a possibilidade de promover debate regulatório específico sobre a aplicação dos §§3º e 4º do art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004 no contexto da contratação da UTE Candiota III.

BLOG SOLAR

Usina Solar de 75 kW é Viável em 2026? Custo, Rendimento e Retorno deste Investimento Sustentável

BY MIGUEL LINO — 6 DE JANEIRO DE 2026 — UPDATED: 11 DE JANEIRO DE 2026 — 20 COMENTÁRIOS

24 MINS READ 1.104 VIEWS

Facebook Twitter LinkedIn WhatsApp Threads



Entenda Se Usina Solar de 75 kW é Bom Investimento e quanto rende baseado nos benefícios deste investimento em 2026! Confira.

SHARE

Uma **Usina Solar de 75 kW de potência de inversor** e **111,1 kWp de módulos fotovoltaicos** pode gerar **entre 10.000 e 14.000 kWh por mês**, dependendo de

fatores como localização, irradiação solar, inclinação dos módulos e eficiência do sistema. Essa geração pode representar uma economia significativa na conta de energia, beneficiando tanto investidores quanto consumidores finais.

Hoje em dia, um **Sistema de Energia Solar com 75 kW** é uma ótima opção para empresas e produtores rurais que querem cortar custos com energia ou mesmo para quem deseja investir e diversificar sua **carteira de ativos financeiros**.

Mesmo que a **Lei 14.300/2022 proíba a venda direta de energia**, o **aluguel dos equipamentos fotovoltaicos**, dentro da modalidade de **geração compartilhada**, tem sido a solução adotada pelo mercado. Esse modelo permite que os créditos de energia gerados sejam utilizados de forma **estruturada e regulamentada**.

Meu nome é Miguel Lino, especialista em energia solar e sustentabilidade com certificação em sistemas ambientais pela IBRAP desde 2019.



Miguel Lino - Especialista em Sistemas Fotovoltaicos - Solar dos Pomares

Convido você a seguir nossas redes sociais e a se juntar à nossa comunidade no YouTube ou em nosso Blog, onde exploramos tendências e estratégias para o uso sustentável.

O mercado de energia renovável está crescendo muito rápido. Investir nisso está se tornando cada vez mais atraente. Mas, a viabilidade econômica de uma usina de 75 kW depende de vários fatores. Isso inclui a localização, os custos de instalação e as leis do país.

Principais Pontos de Destaque

- Geração mensal de até 14 mil kWh com **usina solar 75 kW**

- Investimento inicial aproximado de R$ 300 mil
- Área Ocupada média de 800 m2 a 1200 m2
- Economia mensal estimada em R$ 9 mil
- **Payback** projetado em 32-48 meses
- Rentabilidade média mensal de 1,8%
- Custo de Opex de 6 a 8% do faturamento
- Perdas de 15 a 30% por falta de manutenção
- Redução significativa na conta de energia
- Contribuição para sustentabilidade ambiental

Usina Solar de 75 kW é Bom Investimento neste ano?

Resumo do Artigo: 🔥 [esconder]

1 Usina Solar de 75 kW é Bom Investimento neste ano?
- 1.1 O que é uma Usina Solar de 75 kW?
- 1.2 Por que usinas de 75 kW são as mais escolhidas em vez de sistemas de maior potência?

2 Tipos de Aplicações

3 Como Funciona um Sistemas Gerador Solar de 75 kW?
- 3.1 Componentes Essenciais do Sistema
- 3.2 Quantos m^2 Precisa para uma Usina Solar de 75 kW?

4 Vantagens de uma Usina Solar de 75 kW
- 4.1 Redução de Custos com Conta de Energia
- 4.2 Sustentabilidade e Impacto Ambiental

5 Cálculo da Produção de Energia
- 5.1 Quantos kWh Gera uma Usina de 75 kW?
- 5.2 Fatores que Influenciam a Produção
- 5.3 Quantas Placas para Gerar 75 kW?

6 Eficiência e Tecnologia dos Equipamentos
- 6.1 Painéis Fotovoltaicos: Monocristalino vs. Policristalino
- 6.2 Inversores: Tradicional, Microinversores ou Otimizadores de Potência

7 Investimento Inicial e Custos
- 7.1 Quanto Custa Montar uma Usina Solar de 75 kW?

8 Análise de Payback e ROI de uma Planta Solar de 75 kW
- 8.1 O Que é Payback na Energia Solar?
- 8.2 O Que é ROI Fotovoltaico?
- 8.3 Fatores que Influenciam o Payback e o ROI

8.4 Custos de Manutenção do Sistema Fotovoltaico
8.4.1 Requisitos para Empresas e Profissionais de Manutenção
8.4.2 Importância da Regularização
9 Qual o Lucro Mensal de uma Usina Solar de 75 kW?
9.1 Por que Investir em Usinas Solares de 75 kW?
9.2 Qual o Tempo de Retorno Sobre o Investimento em uma Usina de 75 kW?
10 Financiamento e Linhas de Crédito
10.1 Análise do Custo Total do Projeto
11 Questões Regulatórias e Licenciamento
11.1 Modelo de Negócio para Comercialização dos Créditos de Energia
11.2 Legislação sobre Energia Solar no Brasil
11.3 Documentação Necessária para Regularização
12 Usina Solar 75 kW em 2026: resumo estratégico e direto ao ponto
13 É Viável Investir em Usinas Solares de 75 kW?
13.1 Opinião Pessoal:
14 FAQ: Perguntas Frequentes
14.1 Qual o lucro de uma usina solar de 75 kW?
14.2 Quais são os riscos de investir em energia solar?
14.3 Quanto rende 1 hectare de energia solar?
14.4 Como ganhar dinheiro com usina solar?
14.5 Quantos metros quadrados são necessários para uma usina solar de 1 MW?
14.6 Qual é a diferença entre uma usina solar de microgeração e minigeração?
14.7 Quanto custa abrir uma usina solar de 1 hectare?
14.8 Quantas placas solares cabem em 1 hectare?
14.9 Quanto rende uma usina solar de 75 kW?
14.10 Qual o tempo de retorno de uma usina solar de 50 kW?
14.11 Quanto rende uma usina solar de 100 kW?
14.12 Quais são as desvantagens de uma usina solar de investimento?

Sim, **investir em uma usina solar de 75 kW** em 2025 é considerado um bom investimento. Com geração mensal máxima de até 14.000 kWh e economia estimada entre R$ 7.000 e R$ 9.000, o sistema apresenta um retorno financeiro atrativo.

Mas pare e reflita por um momento: algumas verdades precisam ser encaradas de frente! Se você é alguém que possui uma carteira de investimentos ou busca diversificação, está no lugar certo.

Agora, me diga, você que valoriza resultados e sabe interpretar números, está preparado para avaliar os três pilares fundamentais de qualquer investimento?

Rentabilidade e Segurança são os dois alicerces que tornam essa aplicação uma escolha sólida. Contudo, a **Liquidez** — a capacidade de resgatar rapidamente seu capital — não faz parte deste jogo.

E é exatamente por isso que esse tipo de investimento exige uma mentalidade estratégica e visão de longo prazo.

Está disposto a abrir mão da liquidez em troca de ganhos consistentes e duradouros?

Se sim, acompanhe até o final, porque o que vou compartilhar pode mudar a forma como você enxerga sua **carteira de investimentos no fotovoltaico**.

Além disso, os baixos custos de manutenção e a contribuição para a sustentabilidade reforçam sua atratividade como um ativo econômico e ambientalmente responsável.

O que é uma Usina Solar de 75 kW?

Mas o que é essa tal usina de energia limpa? Trata-se de um investimento em um sistema de geração de energia fotovoltaica, com **potência instalada de até 75 quilowatts (kW)**. Esse sistema utiliza módulos solares para captar a energia solar, convertendo-a em eletricidade por meio de um inversor, permitindo uma geração de até 14 mil quilowatt-hora (kWh) por mês.

Essa configuração de **Fazenda Solar** é ideal para empresas de médio porte e produtores rurais que desejam reduzir custos operacionais e investir em energia limpa.

Por que usinas de 75 kW são as mais escolhidas em vez de sistemas de maior potência?

A potência de uma **fazenda de energia solar** com 75 kW é amplamente adotada por ser o limite superior da microgeração distribuída, conforme definido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Esse patamar oferece vantagens regulatórias e financeiras específicas que tornam essa capacidade ideal para empresas de médio porte e produtores rurais. Além disso:

1. **Custos e Burocracia Reduzidos:** Sistemas até 75 kW possuem processos de homologação mais simples e custos menores em comparação a projetos de

maior porte, classificados como minigeração.

2. **Flexibilidade para Aplicações Diversificadas:** Com potência suficiente para atender diferentes demandas – de condomínios e comércios até propriedades rurais –, a usina de 75 kW maximiza a geração de energia sem sobrecarregar as exigências técnicas ou regulatórias.
3. **Economia Atrativa com Escalabilidade Controlada:** Essa capacidade é o ponto de equilíbrio ideal entre o custo inicial e o retorno financeiro, oferecendo economias significativas sem incorrer em investimentos muito altos ou desafios técnicos mais complexos.
4. **Custo de Conexão Otimizado**: Como a conexão ocorre em **baixa tensão**, não há necessidade de cabine com transformador próprio, estudos avançados de viabilidade ou custos elevados de conexão em alta tensão.

Portanto, a escolha por uma usina de 75 kW não é arbitrária; é uma decisão estratégica para otimizar benefícios financeiros e regulatórios, garantindo alta rentabilidade e segurança ao investidor.

A seguir vejamos as possíveis aplicações desta usina em os mais variados formatos.

Pronto para superar o próximo apagão de energia?



CONFIRA NOSSAS OFERTAS!

EM ATÉ 12X NO CARTÃO! VISA

👆 Clique aqui e veja nossas estações de energia portátil 👆

Porque segurança energética não se improvisa. Se antecipa.

Tipos de Aplicações

As **usinas solares com potência nominal de 75 kW** são versáteis e podem ser utilizadas em diversas aplicações, incluindo:

- **Autoconsumo Remoto**: Permite que a energia gerada seja utilizada em unidades consumidoras distintas da localização da usina, beneficiando empresas com múltiplas instalações.
    - **Exemplo**:
        - *"Uma rede de supermercados com filiais espalhadas pode instalar a usina em uma unidade central e utilizar os créditos de energia gerados para reduzir os custos das lojas menores, otimizando a operação sem necessidade de múltiplas instalações.*
- **Geração Compartilhada**: Possibilita que cooperativas ou consórcios compartilhem a energia gerada, distribuindo os benefícios entre os participantes.
    - **Exemplo**:
        - *"Um condomínio de escritórios pode dividir os custos de instalação e os créditos de energia entre os proprietários, reduzindo as despesas mensais para todos e promovendo sustentabilidade coletiva."*
- **Agronegócio e Produção Rural**: Usinas solares de 75 kW são ideais para propriedades rurais, fornecendo energia confiável para operações agrícolas.
    - **Exemplo:**
        - *"Fazendas podem utilizar a usina para alimentar sistemas de irrigação, câmaras frigoríficas ou equipamentos agrícolas, reduzindo os custos operacionais e aumentando a lucratividade."*
- **Indústrias de Médio Porte**: Instalações industriais com consumo intensivo de energia podem obter previsibilidade nos custos operacionais.
    - **Exemplo:**
        - *"Fábricas que utilizam máquinas pesadas podem reduzir significativamente suas despesas elétricas com energia solar, garantindo maior previsibilidade nos custos."*

- **Comércios e Escritórios**: Negócios que operam em horário comercial podem maximizar a eficiência do uso da energia solar.
    - **Exemplo:**
        - *"Empresas de prestação de serviços, como academias, escolas e centros comerciais, podem aproveitar o horário de pico de geração para reduzir gastos diários com eletricidade."*
- **Condomínios Residenciais**: A geração compartilhada em condomínios permite otimizar despesas e promover sustentabilidade.
    - **Exemplo:**
        - *"Condomínios podem implementar sistemas de geração compartilhada para áreas comuns, como iluminação, portarias e elevadores, reduzindo as taxas de manutenção."*

> Leia Mais Sobre: Como ser Off Grid sem Sair da Rede Elétrica?

Tabela Comparativa:

Aplicação	Setor Ideal	Benefícios Chave
Autoconsumo Remoto	Empresas com várias unidades	Centralização de geração e distribuição de créditos energéticos.
Geração Compartilhada	Condomínios e cooperativas	Distribuição equitativa e custos compartilhados.
Agronegócio	Fazendas e produções rurais	Redução de custos com irrigação e refrigeração.
Indústrias de Médio Porte	Manufatura e processamento	Abastecimento contínuo e redução de dependência da rede pública.
Comércios e Escritórios	Lojas, academias e escolas	Redução de custos no horário comercial e valorização do espaço.
Condomínios Residenciais	Residências coletivas	Custos compartilhados e sustentabilidade nas áreas comuns.

Veja Também: Dimensione e Calcule agora

👉 **Simulador de Energia Solar Gratuito**



Calculadora Solar

Como Funciona um Sistemas Gerador Solar de 75 kW?

Um sistema gerador solar de 75 kW converte a luz solar em eletricidade por meio de um processo eficiente e automatizado.

1. Captação de Energia Solar
Painéis fotovoltaicos captam a luz solar e a transformam em corrente contínua (CC) por meio de células fotovoltaicas, iniciando o processo de geração.

2. Conversão para Corrente Alternada (CA)
A corrente contínua é enviada aos **inversores**, que a convertem em corrente alternada (CA), compatível com aparelhos elétricos e com a rede pública.

3. Monitoramento e Controle
Um **sistema de monitoramento inteligente** acompanha o desempenho em tempo real, permitindo ajustes automáticos e manutenção preventiva para garantir eficiência.

4. Distribuição e Consumo

A eletricidade gerada alimenta diretamente o consumo local. O excedente pode ser injetado na rede elétrica, gerando **créditos de energia** que podem ser compensados em períodos de maior demanda.



Ver ofertas Verão Flow →

Componentes Essenciais do Sistema

- **Painéis Fotovoltaicos** – Captam a luz solar e convertem em eletricidade (CC).
- **Inversores** – Transformam a corrente contínua em alternada (CA).
- **Estruturas de Montagem** – Fixam os painéis com a inclinação ideal para maximizar a captação.
- **Sistema de Monitoramento** – Supervisiona a operação em tempo real, identificando falhas e otimizando a eficiência.

Com essa configuração, o sistema garante geração de energia confiável, sustentável e econômica, tornando-se uma solução ideal para empresas, produtores rurais e empreendimentos comerciais.

Quantos m^2 Precisa para uma Usina Solar de 75 kW?

A quantidade de espaço necessário para uma **Planta Fotovoltaica de 75 kW** varia. Geralmente, precisa-se de 800 m2 para telhado a 1200 m2 para solo. Isso depende da eficiência dos painéis.

> A energia solar não é apenas um investimento financeiro, mas uma contribuição para um futuro mais sustentável.

Vantagens de uma Usina Solar de 75 kW

Investir em uma **Instalação Solar Fotovoltaica de 75 kW** é uma escolha inteligente para empresas. Elas buscam economizar energia e ser mais sustentáveis. Essa escolha traz muitos benefícios para quem quer ser mais verde.

Redução de Custos com Conta de Energia

Uma das grandes vantagens é a economia em conta de energia. Uma **Miniusina Solar de 75 kW** pode cortar gastos com eletricidade em até 95%. Isso é ótimo para empresas que gastam mais de R$7.000 por mês com a conta de luz.



Legado do Sol

Sustentabilidade e Impacto Ambiental

Por outro lado, a **usina fotovoltaica de 75 kW** ajuda o meio ambiente. Ela gera energia limpa e reduz as emissões de gases prejudiciais. Isso mostra que a empresa se importa com o planeta.

> Uma usina solar de 75 kW pode representar uma economia anual expressiva, com rentabilidade potencial superior a 21%.

Indicador	Valor
Investimento Inicial	Aproximadamente R$350.000
Renda Mensal Estimada	R$9.000
Área Ocupada Solo	Cerca de 1.200m²
Rentabilidade Anual	Acima de 21%

Dados que valida o investimento em um sistema de 75 kW faz sentido

Escolher um **Projeto Solar Fotovoltaico de 75 kW** mostra que a empresa é inteligente e sustentável. É uma forma de mostrar que se importa com o futuro do planeta.

Cálculo da Produção de Energia

A produção de energia solar é complexa e envolve vários fatores técnicos. Com uma **Geração Distribuída Solar de 75 kW,** é essencial entender os detalhes que afetam a geração de kWh.

Quantos kWh Gera uma Usina de 75 kW?

Um **Sistema de Captação Solar de 75 kW** pode produzir cerca de 10.000 a 14.000 kWh por mês. Essa quantidade depende de fatores como a localização e o clima.

Fatores que Influenciam a Produção

Os fatores que afetam a eficiência solar são:

- Incidência solar direta
- Temperatura ambiente
- Qualidade dos painéis
- Sombreamento local
- Manutenção (Limpeza dos painéis)



Quantas Placas para Gerar 75 kW?

Para gerar 75 kW, são necessários entre 180 a 250 painéis. A quantidade exata varia conforme a potência de cada painel.

> “O sucesso de um projeto solar está no planejamento detalhado e na compreensão precisa dos fatores de produção.”

Fator	Impacto na Produção
Irradiação Solar	Alta influência (+30%)
Temperatura	Média influência (-10%)
Qualidade Painéis	Impacto Significativo (+15%)

Fatores para fazer impactam uma usina de alta capacidade 75 kW

Eficiência e Tecnologia dos Equipamentos

A escolha dos componentes impacta diretamente na eficiência e no retorno do investimento. Destacam-se:

Painéis Fotovoltaicos: Monocristalino vs. Policristalino

- *Monocristalinos*: Oferecem maior eficiência e desempenho em condições de baixa luminosidade, porém com custo mais elevado.
- *Policristalinos*: São mais acessíveis, com eficiência ligeiramente inferior, mas ainda adequados para diversas aplicações.

👉 **Melhores Placas Solares: Veja as Indicadas**

Inversores: Tradicional, Microinversores ou Otimizadores de Potência

- *Inversores Tradicionais*: Adequados para instalações com pouca ou nenhuma sombra, gerenciam múltiplos painéis simultaneamente.
- *Microinversores*: Instalados individualmente em cada painel, otimizam a produção em locais com sombreamento parcial.
- *Otimizadores de Potência*: Trabalham em conjunto com inversores tradicionais, melhorando a eficiência de cada painel individualmente.

👉 **Veja Lista mais lembrada pelos profissionais do setor fotovoltaico!**

Investimento Inicial e Custos

Entender os aspectos financeiros de um projeto de **Fazenda Solar** é essencial. A energia solar é um investimento que pode trazer grandes retornos para quem investe.

> Leia Mais Sobre: O Que é o Mercado Livre de Energia e Como Ganhar Dinheiro Reduzindo Custos e Vendendo Excedentes

Quanto Custa Montar uma Usina Solar de 75 kW?

O **preço de um Kit Usina Solar de 75 kW** de inversor com 111,1 kwp de módulos pode mudar muito.

Em geral, o investimento pode chegar a R$ 190.000,00 a R$ 250.000,00 a depender da tecnologia escolhida. Isso não inclui as despesas de instalação que pode variar entre R$ 80 a 110 mil.

Além disso, podem existir despesas adicionais como **miscelâneas e infraestrutura**, incluindo cercamento do local (no caso de instalação no solo) e um sistema de **CFTV** para segurança, com custos variando entre **R$ 20.000,00 e R$ 40.000,00**.

A qualidade dos equipamentos e a complexidade da instalação são fatores importantes.

> 📈 **Investimento inteligente começa no tamanho certo!** Veja nossos kits fotovoltaicos de 75 kW e saiba como ampliar conforme sua necessidade.



Kit Fazenda Solar 75Kw

Análise de Payback e ROI de uma Planta Solar de 75 kW

Investir em uma **Planta Solar de 75 kW** é uma estratégia sólida para quem busca diversificar investimentos e reduzir custos operacionais com energia elétrica.

Neste contexto, é fundamental compreender os conceitos de **payback simples** (tempo de retorno sobre o investimento) e **ROI** (retorno sobre o investimento), dois indicadores financeiros essenciais para avaliar a viabilidade econômica desse tipo de projeto.

O Que é Payback na Energia Solar?

Payback na Energia Solar é o tempo necessário para recuperar o valor investido inicialmente em um projeto, considerando a economia gerada ao longo do período.

Exemplo Prático:

- **Investimento Inicial**: R$ 320.000
- **Economia Mensal Estimada**: R$ 9.000

- **Cálculo do Payback**:
  R$ 320.000 ÷ R$ 9.000 ≈ **35,5 meses** (aproximadamente 3 anos)

Este prazo pode variar entre **32 a 48 meses**, dependendo de fatores como:

- Eficiência do sistema fotovoltaico.
- Localização geográfica e incidência solar.
- Tarifas energéticas locais e tributos incidentes.
- Custos operacionais e manutenção.

O Que é ROI Fotovoltaico?

O **ROI (Return on Investment)** mede a rentabilidade do investimento ao longo do tempo, considerando o lucro líquido em relação ao custo inicial.

Fórmula ROI(%)= *Lucro Líquido Anual dividido pelo Investimento Inicial multiplicado por 100*

Exemplo Aplicado à Usina Solar de 75 kW:

- **Investimento Inicial**: R$ 320.000
- **Receita Anual Estimada**: R$ 108.000 (R$ 9.000/mês)
- **Custos Operacionais Anuais**: R$ 6.480 (manutenção e limpeza)
- **Lucro Líquido Anual**: R$ 101.520

Cálculo do ROI: ROI= 101.520 dividido pelo investimento de 320 mil vezes 100 teríamos 31,72% de retorno.

Isso significa que, além de recuperar o investimento inicial em menos de 4 anos nesta simulação, o sistema solar continuará gerando lucros e reduzindo custos energéticos ao longo de sua vida útil, estimada em **25 anos**.

Fatores que Influenciam o Payback e o ROI

1. **Tarifas de Energia Elétrica** – Regiões com tarifas mais elevadas resultam em retornos mais rápidos.
2. **Qualidade dos Equipamentos** – Componentes eficientes reduzem perdas e maximizam a geração de energia.

3. **Incentivos Fiscais e Financiamentos** – Programas governamentais e linhas de crédito específicas podem reduzir os custos iniciais.
4. **Cobrança do uso da rede (TUSD Fio B)** – Implementada progressivamente até 2029, pode impactar a compensação de créditos de energia.
5. **Eficiência Operacional** – Manutenções preventivas e monitoramento em tempo real preservam a produtividade do sistema.

Custos de Manutenção do Sistema Fotovoltaico

A manutenção de um sistema fotovoltaico é **essencial para garantir a eficiência, segurança e durabilidade da usina**.

Ela envolve **limpeza periódica dos painéis** e **inspeções técnicas**, sendo mais econômica do que em outros sistemas de energia.

No entanto, para sistemas de **até 75 kW**, os custos operacionais e de manutenção (**OPEX**) podem variar entre **6% e 8% do faturamento**.

Isso se deve à necessidade de profissionais qualificados, como um **engenheiro eletricista**, e ao cumprimento das normas regulatórias.

Requisitos para Empresas e Profissionais de Manutenção

Para que a empresa ou profissional possa **prestar serviços de manutenção e emitir notas fiscais** para fins de registro, é que seja uma **empresa registrada no CREA (Conselho Regional de Engenharia e Agronomia)** e cumpra as **Normas Brasileiras (NBR) e Regulamentações Técnicas**:

🔹 **NR-10** – Segurança em instalações e serviços em eletricidade
🔹 **NR-35** – Trabalho em altura (necessário para acesso aos módulos fotovoltaicos em telhados)

Além disso, a manutenção deve seguir normas técnicas da **ABNT** para garantir conformidade e segurança:

📌 **NBR 5410** – Instalações elétricas de baixa tensão
📌 **NBR 14039** – Instalações elétricas de média tensão
📌 **NBR 16690** – Requisitos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

📌 **NBR 17193** – Garante a segurança contra incêndios em sistemas fotovoltaicos, Confira!
📌 **NBR 16274** – Procedimentos para ensaios e desempenho de sistemas fotovoltaicos

Importância da Regularização

Somente empresas devidamente registradas e que seguem essas normas podem **emitir ART (Anotação de Responsabilidade Técnica)**, garantindo que o serviço seja realizado com segurança e dentro das exigências da legislação.

Isso assegura que **a usina solar continue operando de forma eficiente, segura e legalizada**, evitando problemas técnicos e regulatórios.

Qual o Lucro Mensal de uma Usina Solar de 75 kW?

Aplicar recursos em um **sistema solar de 75 kW** é uma boa escolha para quem quer economizar energia, o rendimento médio e de 7 mil a 9 mil reais mensais. A **calculadora solar** ajuda a entender os custos envolvidos.

Por que Investir em Usinas Solares de 75 kW?

Uma **Estação de Energia Solar de 75 kW** pode economizar muito dinheiro. Com um preço inicial de R$270.000,00 a R$ 320.000,00 depender da tecnologia empregada nela, ela pode diminuir os custos de energia em até 95%. Ela gera cerca de 112.000 kWh por ano.

> 🌞 **Já pensou em transformar sua fazenda em fonte de renda?**
> **Conheça nossos Kits Solares Prontos para 75 kW ou personalize para sua realidade**.



Kit Usina Solar 75Kw

Qual o Tempo de Retorno Sobre o Investimento em uma Usina de 75 kW?

O tempo para se recuperar do investimento em uma **Unidade Geradora Solar de 75 kW** é de 3 a 3,5 anos em média. Com uma tarifa de R$0,60 por kWh e um custo de R$0,17 por kWh, os ganhos são grandes.

Leia Também: Como ter Geração Solar sem Tirar um Real do Bolso

👉 **Passo a Passo: Como Garantir Financiamento na Energia Solar**

Financiamento e Linhas de Crédito

Existem várias opções de financiamento para energia solar. Bancos e instituições financeiras oferecem linhas de crédito. Eles têm taxas competitivas e prazos que se ajustam ao investidor.

Tipo de Sistema	Custo Médio	Retorno do Investimento
Usina Solar 75 kW	R$ 320.750,00	3 a 3,5 anos
Sistema Comercial 50 kWp	R$ 222.500,00	3,5 a 5 anos

> “O investimento em energia solar não é apenas um custo, mas uma estratégia inteligente de economia e sustentabilidade.”

Análise do Custo Total do Projeto

O **custo de um Projeto em uma Usina Fotovoltaica de 75 kW** inclui equipamentos, instalação, documentação e adaptações estruturais. A variação depende de fatores como localização, complexidade da instalação e especificidades técnicas do local.



Questões Regulatórias e Licenciamento

A regulamentação da energia solar no Brasil mudou muito nos últimos anos. A **Lei 14.300/2022**, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, trouxe regras importantes. Elas ajudam a desenvolver sistemas fotovoltaicos no país.

É crucial entender a legislação sobre geração distribuída para quem quer investir em solares. A lei estabeleceu limites claros. Por exemplo, sistemas fotovoltaicos não podem ter mais de 3 MW de potência.

Modelo de Negócio para Comercialização dos Créditos de Energia

Como a **Lei 14.300/2022 veda a venda de energia elétrica**, a solução encontrada pelo mercado é o **aluguel dos equipamentos fotovoltaicos**, estruturado por meio de contratos específicos e bem estruturados.

Dessa forma, ao invés de vender energia, **o investidor aluga a infraestrutura de geração**, garantindo que os créditos de energia sejam utilizados pelos consumidores de forma regulamentada.

> Leia Mais Sobre: Como Reduzir a Conta de Luz? Descubra 7 Dicas Que Realmente Funcionam

Para viabilizar esse processo dentro da legislação vigente, a **geração compartilhada** se torna essencial, podendo ser estruturada por **dois modelos principais**:

1️⃣ **Consórcio** – Modelo em que vários consumidores compartilham a energia gerada, sendo **pessoas jurídicas** ou **pessoas físicas** associadas a um mesmo CNPJ.
2️⃣ **Cooperativa** – Segue o mesmo princípio do consórcio, mas é voltada exclusivamente para **pessoas físicas**, permitindo que vários consumidores se beneficiem da energia gerada.

Esses modelos são regulamentados pela **ANEEL** e permitem a distribuição dos **créditos de energia** entre diversos usuários cadastrados, garantindo que a

geração excedente seja utilizada de forma eficiente e legalizada.

Legislação sobre Energia Solar no Brasil

A **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** é muito importante nesse processo. Ela ajudou a simplificar as regras para instalar sistemas solares. Isso torna mais fácil conseguir a licença para usinas fotovoltaicas.

> A legislação atual busca incentivar a geração distribuída de energia solar, facilitando o processo para investidores e consumidores.

Documentação Necessária para Regularização



Para regularizar um **sistema solar voltado ao investimento**, é necessário alguns documentos importantes:

- Projeto elétrico detalhado
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)
- Solicitação de acesso à concessionária
- Comprovantes de viabilidade técnica

Esses documentos precisam ser bem preparados. Assim, garantem a aprovação dos órgãos reguladores. E permitem que o sistema fotovoltaico opere legalmente.

Usina Solar 75 kW em 2026: resumo estratégico e direto ao ponto

O investimento em uma usina solar de **75 kW** segue altamente atrativo em 2026, com **payback entre 32 e 48 meses**, **rentabilidade acima de 21% ao ano** e **economia mensal de até R$ 9.000**. Porém, o sucesso do projeto deixou de ser apenas financeiro e passou a ser **técnico e locacional**.

O fator decisivo hoje é a **análise de inversão de fluxo e a capacidade da rede elétrica local**. Com o Brasil ultrapassando **43 GW de potência solar instalada**, muitas redes de distribuição estão saturadas. Como resultado, as concessionárias intensificaram exigências, alongaram prazos e passaram a negar projetos tecnicamente inviáveis.

Usinas de **75 kW**, por estarem no limite da microgeração e injetarem volumes relevantes de energia na rede, **sempre passam por análise de inversão de fluxo**. As exceções regulatórias da **REN 1098/2024** (fast track, grid zero e até 7,5 kW) **não se aplicam** a esse porte.

Entre 2022 e 2026, o mercado mudou radicalmente:

- Antes: aprovação rápida e redes com folga.
- Agora: necessidade de **estudo prévio de rede**, escolha estratégica da localização e **documentação técnica robusta**.

Apesar disso, a **geração compartilhada** continua viável e lucrativa, desde que baseada em três pilares:

1. **Localização correta** (regiões menos saturadas, interior e áreas rurais).
2. **Dimensionamento equilibrado**, alinhado ao consumo real.
3. **Projeto técnico bem estruturado**, com estudos completos.

A oportunidade está em agir com estratégia: projetos aprovados hoje garantem **direito adquirido**, aproveitam melhor a transição do **Fio B (Lei 14.300/2022)** e tendem a se valorizar com a escassez futura de pontos de conexão.

O que não é mais recomendado:

- Comprar equipamentos antes de validar a rede.
- Escolher terreno apenas pelo preço.
- Superdimensionar buscando maximizar créditos.
- Confiar em promessas de “aprovação garantida” sem análise técnica.

Em 2026, a pergunta-chave não é mais “qual o retorno?”, mas sim **“meu projeto será aprovado e em quanto tempo?”**. Investidores bem-informados, que priorizam viabilidade técnica antes da compra, continuam obtendo excelentes resultados. Informação precisa e análise prévia deixaram de ser opcionais tornaram-se parte do investimento.

É Viável Investir em Usinas Solares de 75 kW?

A **viabilidade de usinas solares de 75 kW** em 2025 ainda é promissora, mesmo com mudanças recentes. Investir em energia solar é uma boa opção para quem busca lucro e sustentabilidade. Os **sistemas de 75 kW** ajudam a diminuir os custos com energia.

Os benefícios financeiros de uma usina solar de 75 kW são notáveis. Ela pode gerar entre R$ 7 mil e R$ 9 mil por mês. Com 43 gigawatts de potência solar já instalados no Brasil, o mercado mostra que tem potencial para crescer.

A decisão de investir em uma usina solar depende de vários fatores. Isso inclui o consumo de energia, o lugar onde vai ser instalada e as condições locais.

Para quem está pensando em investir, as usinas solares sob a lei oferecem bons retornos. A escolha exige planejamento, mas os ganhos econômicos e o impacto ambiental fazem com que seja uma opção muito atraente.

Opinião Pessoal:

” Agora, se você realmente leu até aqui, quero parabenizá-lo, pois você faz parte dos 10% que chegam ao final. Esse esforço já demonstra que você é um vencedor e está comprometido com decisões inteligentes.

E, para quem chega até aqui, a recompensa é clara: você agora está informado, munido de dados e argumentos para tomar a melhor decisão.

O mais interessante? Não será uma jornada solitária. Eu acredito na sua visão de um futuro melhor e compartilho os mesmos valores que você. Não sou apenas alguém que viabilizará o seu sonho de uma aposentadoria tranquila e sustentável. Sou também um parceiro alinhado com a sua vontade de fazer o mundo melhor através da sustentabilidade.

Logo abaixo, você encontrará meu contato da Solar dos Pomares. Vamos juntos transformar sua visão em realidade, com um investimento duradouro, previsível e tão perene quanto a sua futura ***usina de energia solar 75 kW****. A escolha é sua, e eu estarei ao seu lado para garantir que ela seja a melhor possível."*

Entre em contato comigo agora mesmo!



FAQ: Perguntas Frequentes

Qual o lucro de uma usina solar de 75 kW?

Uma usina solar de 75 kW pode gerar um lucro anual médio de R$ 110 mil a R$ 180 mil, com um retorno sobre o investimento estimado em 3 a 4 anos.

Quais são os riscos de investir em energia solar?

Os principais riscos incluem mudanças na legislação, como a compensação de créditos energéticos (Lei 14.300/22), e variações na tarifa de energia. Além disso, a escolha de fornecedores não certificados pode comprometer a eficiência do sistema.

Quanto rende 1 hectare de energia solar?

Um hectare pode comportar uma usina solar de até 1 MW, que pode gerar receitas entre R$ 800 mil e R$ 1,2 milhão por ano, dependendo da localização e do modelo de comercialização da energia.

Como ganhar dinheiro com usina solar?

É possível lucrar com uma usina solar por meio da venda de energia no mercado livre, contratos de geração compartilhada ou aluguel de usinas solares. Essas opções garantem receitas recorrentes e atraentes, especialmente para investidores que buscam diversificação.

Quantos metros quadrados são necessários para uma usina solar de 1 MW?

Uma usina solar de 1 MW requer, em média, entre 10 mil e 12 mil metros quadrados de área disponível, dependendo da eficiência dos painéis utilizados e do layout do projeto.

Qual é a diferença entre uma usina solar de microgeração e minigeração?

A microgeração abrange sistemas com capacidade de até 75 kW, enquanto a minigeração inclui sistemas de 75 kW até 5 MW. Cada categoria possui regras específicas de compensação de energia e benefícios regulatórios.

Quanto custa abrir uma usina solar de 1 hectare?

O custo para instalar uma usina solar em 1 hectare, com capacidade aproximada de 1 MW, varia entre R$ 4 milhões e R$ 6 milhões, dependendo dos equipamentos e das condições do terreno.

Quantas placas solares cabem em 1 hectare?

Um hectare pode acomodar cerca de 3.000 a 4.000 placas solares, dependendo do tipo de painel e do entre as fileiras, garantindo eficiência e manutenção adequada.

Quanto rende uma usina solar de 75 kW?

Uma usina solar de 75 kW pode gerar cerca de 14.000 kWh por mês, resultando em uma economia ou receita mensal estimada entre R$ 7.000 e R$ 9.000,

dependendo do modelo de uso e tarifa de energia.

Qual o tempo de retorno de uma usina solar de 50 kW?

O retorno do investimento em uma usina solar de 50 kW ocorre entre 3 e 4 anos, considerando a economia na conta de luz ou os ganhos com a venda de energia.

Quanto rende uma usina solar de 100 kW?

Uma usina solar de 100 kW pode gerar cerca de 13.000 a 16.000 kWh por mês, resultando em receitas ou economias anuais de aproximadamente R$ 150.000 a R$ 200.000.

Quais são as desvantagens de uma usina solar de investimento?

As principais desvantagens incluem o alto custo inicial, a dependência de condições climáticas e a baixa liquidez do investimento, que exige um planejamento de longo prazo.



5/5 - (4 votos)

SHARE.

Miguel Lino

Formado em técnico em Saneamento em 1999, com formação incompleta em Biolog. e atuando no setor de saneamento básico desde 2003. Busquei enveredar o conhecimento na fontes de energias renováveis a partir de 2018 com curso de elétrica

predial e posterior formação em energia fotovoltaica On Grid. Então tenho complementado cursos complementares.

Related Posts

Bluetti Apex 300 é Bom? Análise Completa se Vale a Pena!

8 DE MARÇO DE 2026

BLUETTI Elite 200 V2 é Bom? Análise Completa

7 DE MARÇO DE 2026

Melhor Placa Solar para Motorhome: Flexível, Rígida ou Portátil?

6 DE MARÇO DE 2026

BLUETTI ELITE 30 V2 VS ECOFLOW RIVER 3 PLUS: Robustez estrutural ou velocidade extrema de recarga?

5 DE MARÇO DE 2026

Sistema On Grid vs EcoFlow: Qual Gera Mais Economia?

4 DE MARÇO DE 2026

BLUETTI Elite 100 V2 vs AC180: qual é a melhor estação de energia para você?

3 DE MARÇO DE 2026

20 Comentários

Alexsander on 29 de janeiro de 2025 15:46:03

posso dividir meu terreno de modo à, no mesmo terreno, construir várias usinas de até 75Kw?

REPLY >

Miguel Lino on 29 de janeiro de 2025 20:43:29

Infelizmente não pode Alexsander sob o mesmo CPF. Existe até uma instrução sobre este cenário de tentar burlar o desmembramento de usina maior e varias menores. Tem que geograficamente as usinas distantes de si seja talvez de setores de distancia. Mas existe uma maneira que possamos te auxiliar numa consultoria para viabilizar tal processo sob uma certa circunstância. Faça Contato conosco 064 99290 3058 WhatsApp.

REPLY >

Robert on 19 de fevereiro de 2025 19:32:52

Hoje é difícil vender usina de investimento?

REPLY >

Miguel Lino on 19 de fevereiro de 2025 20:21:59

Você se refere ao Aluguel da usina solar para monetizar?

REPLY >

Thiago de Campos Freitas on 3 de março de 2025 08:07:24

Eu tendo uma usina de 75kw pronta, em uma área rural no estado de SP, como faço para vender essa ENERGIA? Eu teria que convencer as propriedades vizinhas a alugar minha geração por um custo fixo? Qual é a melhor opção? Eu consigo vender ou disponibilizar essa energia para o mercado livre de energia?

REPLY >

Miguel Lino on 3 de março de 2025 11:33:39

Thiago para melhor tratar de sua viabilidade e detalhes sobre o melhor modelo de negócio sugiro entra em contato pelo WhatsApp para melhor te assessorar. 064 99290 3058. Miguel Lino

REPL

Jeso on 29 de abril de 2025 00:24:25

Esclarecedor!

REPLY >



Miguel Lino on 29 de abril de 2025 22:28:51

Obrigado...

REPLY >



carlos augusto renck brufatto on 22 de julho de 2025 20:50:16

Vou fazer uma usina de 75 Kw

Pretendo vender energia

REPLY >



Miguel Lino on 23 de julho de 2025 19:34:44

Maravilha Carlos, entre em detalhes seu projeto caso queira em nosso WhatsApp: 064 99290 3058

Miguel Lino

REPLY >



João Castro on 23 de julho de 2025 21:50:12

Olá, sou proprietário de 10 ectares de terra no estado da Bahia e tenho interesse em arrendá-los para implantação de usina solar fotovoltaica.

Terreno plano
Documentação atualizada
Próxima a rede elétrica trifásica.

Como faço para dar seguimento a esse processo?

REPLY >



Miguel Lino on 23 de julho de 2025 22:20:35

João agradeço o comentário. Porém nos somente executamos usina de investimento

REPL



Carlos Henrique on 30 de julho de 2025 11:10:48

Tendo uma usina de 75Kw, quais seriam os cuidados, ou manutenção preventiva para que não diminua a capacidade de produção de energia solar ?

REPLY >



Miguel Lino on 31 de julho de 2025 06:30:13

Olá Carlos mencionamos todos detalhes para manutenção neste link:
https://solardospomares.com.br/manutencao-na-fazenda-solar/

REPLY >



Antônio Soares on 13 de agosto de 2025 18:15:49

Miguel,

Qual o requisito de rede que deverá estar disponibilizada pela distribuidora que atende o terreno onde será instalada a usina de 75kw?
Trifásica, Bifásica ou Monofásica? e se 380, 220, 110V?

e aproveitando: qual a rede necessária para atender uma usina de 1MW?

REPLY >



Miguel Lino on 13 de agosto de 2025 18:36:32

Antônio Soares,

Recebi seu comentário sobre requisitos de rede para usinas de 75 kW e 1 MW. Sua pergunta é certeira... mas ela abre uma caixa inteira de detalhes que quase ninguém explica e que fazem toda a diferença antes de qualquer assinatura.

Isso tudo e muito mais esta na sua caixa de email. Confira...

REPLY >



Luiz Carlos Brambilla on 4 de setembro de 2025 11:45:53

Tenho uma propriedade rural na região de Quata,tenho interesse em montar uma usina solar para investimento
Qual seria o valor de investimento?
Tem financiamento pelo BNDS?
Para a construção de uma usina de 75Kw qual o tamanho disponivel necessario de area

REPL



Miguel Lino on 4 de setembro de 2025 18:55:01

Maravilha, Luiz! Excelente sua iniciativa em avaliar o investimento em uma fazenda solar para geração compartilhada. Afinal, além de garantir retorno, você passa a receber por gerar economia para outras pessoas.

O valor do investimento pode variar bastante conforme a tecnologia escolhida e a infraestrutura utilizada, seja em telhado ou em solo. Quanto ao financiamento, o BNDES não atuamos com ela de forma direta nesse tipo de operação, mas temos alternativas práticas através de linhas de crédito como Santander, BV Financeira e outras, que viabilizam muito bem o projeto.

Sobre a área necessária: para um sistema de 75 kW, você vai precisar em torno de 800 m^2 em telhado ou 1.200 m^2 em solo, dependendo do modelo adotado.

📲 Para aprofundar, recomendo nosso atendimento consultivo, onde explicamos todos os detalhes e já liberamos acesso ao minitreinamento Legado do Sol, que mostra como proteger seu investimento das armadilhas comuns do setor.

Entre em contato direto comigo:
Miguel Lino – 064 99290 3058

REPLY >



Galdino on 7 de fevereiro de 2026 16:31:45

Sr. Miguel,

Conforme a legislação atual, há diferença ou vantagem de ao fazer a usina de 75 kw, fazer de 100 kw?

REPLY >



Miguel Lino on 9 de fevereiro de 2026 22:26:00

A partir da lei 14300 ao ter uma usina acima de 75 kwp será enquadrado em mini geração o qual e ligado em alta tensão e tem como custo a demanda contratada como a infraestrutura adequada.

REPLY >

LEAVE A REPLY

Your Comment

Name *

Email *

Website

Save my name, email, and website in this browser for the next time I comment.

Não sou um robô

reCAPTCHA
Privacidade - Termos

POST COMMENT

Fique Por dentro!

Selecionar categoria

Produtos



EcoFlow River 3 PLUS | 600W e 286 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 3.441,25~~ R$ 2.753,00



EcoFlow Delta Black - E980 | 500W e 980 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 5.625,00~~ R$ 4.499,00



EcoFlow Delta 3 | 1800W e 1024 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 9.111,25~~ R$ 7.289,00



EcoFlow Delta 2 Max | 2400W e 2048 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 13.307,50~~ R$ 10.646,00



EcoFlow DELTA PRO | 3600W e 3600 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 23.252,50~~ R$ 18.602,00



EcoFlow Delta Pro 3 | 4000W e 4096 Wh - Estação de Energia Portátil

~~R$ 40.498,75~~ R$ 32.399,00



EcoFlow 220W Painel Solar Portátil - Solar dos Pomares

~~R$ 3.125,00~~ R$ 2.500,00

Contato

Especialista Solar Miguel Lino
WhatsApp (64) 99290-3058
contato@solardospomares.com.br
Seg à Sex. 11:00 – 21:00
Sab. 08:00 – 12:00

Institucional

Processo de compra

Perguntas frequentes

Termo de vendas

Pré-venda Solar

Endereço

R. Barão do Rio Branco N 229 Q04 L07
Jardim América
Morrinhos – GO
75650-308

Contato

Esp. Miguel Lino
WhatsApp (64) 99290-3058
contato@solardospomares.com.br
Seg à Sex. 11:00 – 21:00
Sab. 08:00 – 12:00

Beneficios



© 2026 Todos Direitos Reservados a Solar dos Pomares.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONCCEL salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da DMED com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: **em MW** / **UFV** / **EOL** Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66 Processos Tarifários: Empresa — DMED; Data — 22/11/2024; Processo — Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh — zero; Valor — zero; Data — zero; EOL MWh — 24.106; Valor R$ — 4.777.871; Data — 01/11/2014 Sobrecontratação MWh: 20.485 Energia Vendida MWh: 270.238 %: 8%
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtota**l e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da UTE Candiota III era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à UTE Candiota III, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores** referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamente, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA DA USINA TERMELÉTRICA CANDIOTA III-CER CAND3 Nº XXX/26

CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA DA USINA TERMELÉTRICA CANDIOTA III - CER CAND3, NA MODALIDADE DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE ENTRE SI CELEBRAM A J&F S.A. E A CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE.

O VENDEDOR, empresa autorizada para geração de energia elétrica, e o COMPRADOR, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, nomeados e qualificados no QUADRO RESUMO (APÊNDICE I) deste CONTRATO, quando em conjunto denominadas PARTES, e separadamente PARTE, neste ato representadas por seus representantes legais ao final assinados, nos termos de seus documentos societários e estatutários;

CONSIDERANDO QUE:

1. o inciso II, do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu que a contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá contemplar termelétricas a carvão mineral nacional que possuíam Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022 e com previsão de término de CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.

2. a Usina Candiota III possui CCEARs com vigência dentro do prazo estipulado no item anterior.

3. o art. 3º da Lei nº 10.848/2004, em seu § 3º, estabelece que o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada, com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

4. a Portaria nº 304, de 17 de setembro de 2008, concedeu outorga de autorização à UTE Candiota III por 35 (trinta e cinco) anos com vigência até 18 de julho de 2041.

5. a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, nos termos do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 16 de

janeiro de 2008, possui a atribuição de celebrar os contratos associados à ENERGIA DE RESERVA na qualidade de representante dos USUÁRIOS.

6. a contratação da ENERGIA DE RESERVA deve observar o disposto no marco regulatório pertinente, incluindo a CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, as REGRAS e os PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, e os PROCEDIMENTOS DE REDE aplicáveis.

As PARTES têm entre si justo e acordado celebrar o presente CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA DA USINA TERMELÉTRICA CANDIOTA III, doravante denominado "CONTRATO" ou "CER", o qual se regerá pelas disposições da Lei nº 10.848/2004, da Lei nº 15.269/2025, do Decreto nº 5.163/2004, do Decreto nº 6.353/2008, da Resolução Normativa nº 1.009/2022, e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, bem como pelas REGRAS e PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, pelos PROCEDIMENTOS DE REDE, e de acordo com as seguintes cláusulas e condições:

CLÁUSULA 1ª – DO OBJETO E ANEXOS DO CONTRATO

1.1. O CONTRATO tem por objeto estabelecer os termos e as condições que irão regular a contratação de ENERGIA ELÉTRICA proveniente da usina termelétrica de Candiota III, doravante denominada "CAND3", na condição de ENERGIA DE RESERVA, a partir da DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO, na modalidade DISPONIBILIDADE de ENERGIA, conforme o montante de ENERGIA CONTRATADA indicado no Apêndice I.

1.2. A contratação de que trata a subcláusula 1.1 destina-se, exclusivamente, ao aumento da segurança no fornecimento de ENERGIA ao SIN, não conferindo cobertura contratual de consumo para os USUÁRIOS.

1.3. São partes integrantes do CONTRATO:

a) APÊNDICE I – QUADRO RESUMO;
b) APÊNDICE II – PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO; e
c) APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

1.4. Em caso de divergências entre as disposições constantes do CONTRATO e os termos dispostos em seus apêndices, deverão prevalecer as disposições do CONTRATO.

CLÁUSULA 2ª – DAS DEFINIÇÕES E PREMISSAS

2.1. Para o perfeito entendimento e precisão da terminologia técnica empregada no CONTRATO e nos seus apêndices, os termos e expressões grafados em letra maiúscula, quando utilizados no CONTRATO, terão os significados relacionados no APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

2.2. A utilização das definições constantes do CONTRATO, no plural ou no singular, no masculino ou no feminino, não altera os significados a elas atribuídos no APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

CLÁUSULA 3ª – DA VIGÊNCIA DO CONTRATO E DO PERÍODO DE SUPRIMENTO

3.1. A vigência do CONTRATO terá início na data de sua assinatura e encerramento no dia 31 de dezembro de 2040, observado o disposto na subcláusula 3.3.

3.2. Independentemente do prazo final da autorização do VENDEDOR, o PERÍODO DE SUPRIMENTO terá início à zero hora do dia XX de XXXX de 2026 e término às 24 horas do dia 31 de dezembro de 2040.

3.3. Na eventualidade de o prazo final da Autorização do VENDEDOR encerrar-se antes do término do PERÍODO DE SUPRIMENTO, o sucessor da titularidade da respectiva autorização assumirá todas as obrigações e direitos previstos no CONTRATO.

3.4. O término do prazo de vigência do CONTRATO não afetará quaisquer direitos ou obrigações anteriores a tal evento, ainda que seu exercício ou cumprimento se dê após o término do CONTRATO.

CLÁUSULA 4ª – DA ENTREGA DE ENERGIA

4.1. O VENDEDOR é o responsável pela entrega da ENERGIA CONTRATADA, exclusivamente mediante geração de ENERGIA proveniente da usina Candiota III, no CENTRO DE GRAVIDADE do SUBMERCADO onde está localizada a usina, observando o disposto na subcláusula 4.3.3.

4.1.1. A ENERGIA CONTRATADA de que trata este contrato corresponde à quantidade de energia elétrica a ser adquirida na modalidade de energia de reserva, definida em base anual, em montante suficiente para consumir o volume de compra

de combustível estipulado nos contratos vigentes da usina Candiota III em 31 de dezembro de 2022, conforme inciso II do caput do art.3ºD da Lei nº 10.848/2004.

4.2. A totalidade da ENERGIA GERADA será contabilizada e liquidada no MERCADO DE CURTO PRAZO – MCP, sendo os recursos correspondentes a essa liquidação destinados à CONTA DE ENERGIA DE RESERVA – CONER, exceto a geração fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e/ou do OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, conforme cláusula 4.8.

4.2.1. A parcela do montante de ENERGIA GERADA classificada pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA e produzida em momento posterior ao da entrega da totalidade da ENERGIA CONTRATADA associada ao ANO CONTRATUAL em referência, tratada na subcláusula 7.5, também será contabilizada e liquidada no MERCADO DE CURTO PRAZO, sendo os recursos correspondentes a essa liquidação destinados à CONTA DE ENERGIA DE RESERVA – CONER

4.3. A CCEE deverá contabilizar toda a ENERGIA GERADA no âmbito do CONTRATO, considerando o disposto na subcláusula 4.2.

4.3.1. A partir da data do início de suprimento, a totalidade da ENERGIA GERADA por Candiota III deverá ser comercializada no âmbito deste CER.

4.3.2. O montante de ENERGIA não entregue não sujeitará o VENDEDOR à exposição financeira no MERCADO DE CURTO PRAZO.

4.3.3. Para fins de cumprimento da obrigação de entrega de ENERGIA pelo VENDEDOR, nos termos da Cláusula 6ª, será considerada única e exclusivamente a parcela do montante de ENERGIA GERADA classificada pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA em cada PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO, observadas as disposições da Cláusula 9ª deste CONTRATO.

4.4. A ENERGIA CONTRATADA definida no CONTRATO não poderá ser entregue por outra USINA do VENDEDOR, por outro AGENTE da CCEE, nem pelo conjunto dos AGENTES em razão de operação otimizada do SIN.

4.5. A SAZONALIZAÇÃO da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL será realizada a critério do VENDEDOR, devendo ser observado o disposto na legislação/regulamentação

aplicáveis, incluindo os PROCEDIMENTOS DE REDE, as REGRAS e os PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO.

4.5.1. A declaração dos montantes mensais de inflexibilidade de Candiota III de que trata a subcláusula 4.5, para fins deste CONTRATO, deverá ser apresentada ao ONS até o dia 15 de dezembro do ano anterior ao ano de referência e deverá considerar a apuração de que trata a cláusula 6ª.

4.5.1.1. Em eventual necessidade de redeclaração dos valores de que trata a subcláusula 4.5.1, a usina Candiota III deverá realizá-la junto ao ONS até a data de elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO anterior ao mês de referência e em suas revisões.

4.5.1.2 Para o primeiro ano de suprimento deste CONTRATO, a declaração dos montantes mensais de inflexibilidade de Candiota III de que trata a subcláusula 4.5.1 deverá ser apresentada ao ONS em momento anterior ao Programa Mensal da Operação Energética – PMO do mês de referência em que se iniciar o suprimento do contrato.

4.5.2. Na declaração dos montantes mensais de inflexibilidade de Candiota III de que trata a subcláusula 4.5, deve-se levar em consideração que a obrigação de entrega de ENERGIA pelo VENDEDOR será satisfeita exclusivamente pela ENERGIA GERADA classificada pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA.

4.6. A MODULAÇÃO da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL será realizada a critério do VENDEDOR a partir da discretização dos montantes mensais obtidos nos termos da subcláusula 4.5.

4.6.1. A declaração dos montantes de que trata a subcláusula 4.6, para fins deste CONTRATO, deverá ser realizada conforme inflexibilidade operativa declarada ao ONS, conforme disposto na regulação vigente e nos PROCEDIMENTOS DE REDE.

4.7. Em caso de decretação de racionamento de energia elétrica, a quantidade de ENERGIA CONTRATADA não será reduzida.

4.8. O despacho fora da ordem de mérito de Candiota III solicitado pelo CMSE e/ou pelo ONS implicará em remuneração ao VENDEDOR correspondente à valoração da ENERGIA GERADA ao Custo Variável Unitário (CVU), definido neste contrato.

4.8.1 A parcela do montante da ENERGIA GERADA por Candiota III decorrente da geração fora da ordem de mérito por decisão do CMSE e/ou do ONS será liquidada no MCP e a diferença entre a valoração desta ENERGIA GERADA pelo

CVU, conforme definido neste contrato, e o valor liquidado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) será pago por meio de Encargo de Serviço do Sistema – ESS.

CLÁUSULA 5ª – DAS OBRIGAÇÕES DAS PARTES

5.1. É de inteira responsabilidade do VENDEDOR arcar com todos os riscos, obrigações e responsabilidades, TRIBUTOS, tarifas e encargos de conexão, de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e aqueles relativos ao consumo interno e às perdas elétricas devidas e/ou verificadas entre Candiota III e o CENTRO DE GRAVIDADE do SUBMERCADO onde a usina estiver localizada.

5.2. O VENDEDOR é o responsável pela implantação, operação e manutenção da usina Candiota III.

5.2.1. As exigências operacionais para a entrega da ENERGIA CONTRATADA deverão ser integralmente atendidas pelo VENDEDOR, conforme as condições e padrões estabelecidos em PROCEDIMENTOS DE REDE, inclusive aqueles relativos à instalação e funcionamento do SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO – SMF.

5.2.2. Em relação à operacionalização da entrega da ENERGIA CONTRATADA ao SIN, o VENDEDOR será responsável pela prática de todos os atos necessários e pela entrega de toda a documentação à CCEE, conforme os prazos e as condições previstos nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO aplicáveis, para fins de apuração da geração, modelagem do ativo de medição e outras finalidades relativas ao processo de contabilização e liquidação financeira referentes ao CONTRATO.

5.3. A CCEE promoverá a cobrança e o recolhimento do ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA - EER, bem como a gestão da CONER, com vistas ao pagamento da RECEITA DE VENDA e de eventuais acréscimos monetários resultantes de mora e das penalidades apuradas, conforme disposto neste CER, na regulação vigente e nas REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO.

5.4. As PARTES sujeitar-se-ão a eventuais sanções pelo descumprimento das regras previstas no CONTRATO, bem como na legislação e regulamentação atinentes à gestão dos contratos associados à ENERGIA DE RESERVA e à gestão da CONER.

5.5. As PARTES promoverão todos os pagamentos e/ou recebimentos devidos, conforme as disposições estabelecidas no CONTRATO e na LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA.

5.5.1. Na definição dos valores monetários a serem lançados no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, serão considerados, de forma conjunta, os valores associados:

(i) à RECEITA DE VENDA;

(ii) às penalidades estabelecidas, e

(iii) a demais disposições do CONTRATO que envolvam acerto financeiro.

CLÁUSULA 6ª – DO CUMPRIMENTO PELO VENDEDOR DA OBRIGAÇÃO DE ENTREGA DO MONTANTE DE ENERGIA CONTRATADA

6.1. A apuração da entrega da ENERGIA GERADA destinada ao CONTRATO será realizada exclusivamente com base nos montantes de INFLEXIBILIDADE VERIFICADA apurados pelo ONS em cada PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO compreendido pelo ANO CONTRATUAL e referenciados ao CENTRO DE GRAVIDADE do SUBMERCADO de Candiota III, limitado ao montante de ENERGIA CONTRATADA, conforme a seguinte equação:

$$EG_{contrato} = min\left(EC; \sum_{j \in Ano_{Contratual}} INFLEX_{ver_j} \right)$$

Onde:

$EG_{contrato}$: ENERGIA GERADA destinada ao CONTRATO com vistas à apuração da obrigação de entrega, expressa em MWh;

EC: Montante de ENERGIA CONTRATADA definido para o ANO CONTRATUAL de referência, em MWh;

$INFLEXver_j =$ Montante de ENERGIA GERADA no período de comercialização "j" classificado pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA, em MWh;

j: PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO;

$Ano_{Contratual}$: período de apuração correspondente a 12 meses, computado de 1º de janeiro a 31 de dezembro de cada ano durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO.

6.1.1. Para fins de pagamento da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA e da apuração e ressarcimento por desvio de geração, conforme subcláusula 7.5 e cláusula 9ª, respectivamente, a apuração da entrega da ENERGIA GERADA destinada ao CONTRATO terá por referência período de 12 meses, computado em janelas anuais consecutivas que se iniciam em 1º de janeiro e se finalizam em 31 de dezembro, durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO, com o objetivo de permitir a otimização do Sistema Interligado Nacional – SIN.

6.1.2. Os montantes anuais de ENERGIA CONTRATADA ao longo do PERÍODO DE SUPRIMENTO estão apresentados no APÊNDICE I deste CER.

6.2. A ENERGIA GERADA nos períodos em que a usina Candiota III for despachada por ordem de mérito pelo ONS em montante superior à INFLEXIBILIDADE VERIFICADA, em um PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO, ensejará o pagamento da respectiva RECEITA VARIÁVEL conforme definido neste CONTRATO.

CLÁUSULA 7ª – DA RECEITA DE VENDA

7.1. O VENDEDOR fará jus ao recebimento da RECEITA DE VENDA a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, conforme estabelecido nesta Cláusula.

7.2. A RECEITA DE VENDA, calculada mensalmente a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, será definida com base na RECEITA FIXA, na ENERGIA GERADA nos períodos em que Candiota III for despachada por ordem de mérito pelo ONS, observando o disposto na subcláusula 7.2.1, e será paga no âmbito da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, mediante utilização de recursos financeiros advindos exclusivamente da CONER.

7.2.1. A RECEITA DE VENDA também poderá ser definida com base no montante de ENERGIA GERADA correspondente à INFLEXIBILIDADE VERIFICADA apurada pelo ONS e produzida em momento posterior ao da entrega da totalidade da ENERGIA CONTRATADA associada ao ANO CONTRATUAL em referência.

7.2.2. A RECEITA DE VENDA será formada pelas seguintes parcelas: i) parcela da RECEITA FIXA, definida na subcláusula 7.3.; ii) parcela da RECEITA VARIÁVEL, definida na subcláusula 7.4.; e iii) parcela da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA, definida na subcláusula 7.5.

7.2.3. Cada componente da RECEITA DE VENDA definida nesta Cláusula será lançada como crédito do VENDEDOR no processo de LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, em conformidade com o disposto na subcláusula 5.5.

7.3. O VENDEDOR terá direito a receber, a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, em relação a cada mês desse período, uma parcela mensal da RECEITA FIXA correspondente a:

$$PRF_m = \frac{1}{12}(RF)$$

PRF_m: Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R$, referente ao mês “m”;

RF: montante de RECEITA FIXA, expressa em R$, calculado com base no valor de suas componentes definidas na Cláusula 8ª.

7.3.1. O pagamento da RECEITA FIXA se dará independentemente do despacho de Candiota III.

7.4. A parcela da RECEITA VARIÁVEL será aplicada somente nos PERÍODOS DE COMERCIALIZAÇÃO em que o ONS despachar Candiota III por ordem de mérito, sendo obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:

$$PRV_m = \sum_{j \in mês} máx\left(0; G_{OM\,j} - INFLEX_{ver_j}\right) \times CVU_m$$

Onde:

$\mathrm{PRV_m}$: Parcela da RECEITA VARIÁVEL, expressa em R$, referente ao mês "m";

$G_{OM\,j}$: Geração por ordem de mérito no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO "j", expresso em MWh;

$INFLEXver_j$: Montante de ENERGIA GERADA no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO "j" classificado pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA, em MWh;

CVU_m: CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO de Candiota III quando despachada no mês "m" expresso em R$/MWh, cujo valor está definido na Cláusula 8ª; e

j: PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO.

7.5. A parcela da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA será aplicada somente nos PERÍODOS DE COMERCIALIZAÇÃO em que a usina Candiota III for despachada por inflexibilidade em momento posterior ao da entrega da totalidade da ENERGIA CONTRATADA associada ao ANO CONTRATUAL em referência, observada a apuração da entrega da ENERGIA conforme cláusula 6.1.1:

$$PRE_m = \begin{cases} 0; se\ EC \geq \left(\sum_{j \in Apuração_{Contratual}} INFLEX_{ver_j}\right) \\ \left(\sum_{j \in mês} INFLEX_{ver_j}\right) \times min(PLD_m; CVU_m); se\ EC < \left(\sum_{j \in Apuração_{Contratual}} INFLEX_{ver_j}\right) \end{cases}$$

Onde:

PRE_m: Parcela da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA, expressa em R$, referente ao mês "m";

EC: Montante de ENERGIA CONTRATADA definido para o ANO CONTRATUAL de referência, em MWh;

$Apuração_{Contratual}$: período de apuração correspondente a 12 meses, computado em janelas anuais consecutivas que se iniciam em 1º de janeiro e se finalizam em 31 de dezembro durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO.

$INFLEXver_j$: Montante de ENERGIA GERADA no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO "j" classificado pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA, em MWh;

PLD_m: média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças referente ao SUBMERCADO onde Candiota III está localizada, expresso em R$/MWh, referente ao mês "m";

CVU_m: CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO de Candiota III – em plena carga - despachada no mês "m" expresso em R$/MWh, cujo valor está definido na Cláusula 8ª; e

j: PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO.

7.6. Observados os critérios estabelecidos nesta Cláusula, a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, o valor da RECEITA DE VENDA será dado pela soma das parcelas da RECEITA FIXA, da RECEITA VARIÁVEL e da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA, nos termos da seguinte equação:

$$RVenda_m = PRF_m + PRV_m + PRE_m$$

Onde:

$RVenda_m$: RECEITA DE VENDA, expressa em Reais (R$), apurada no mês "m";

PRF_m: Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R$, referente ao mês "m", definida na subcláusula 7.3;

PRV_m: Parcela da RECEITA VARIÁVEL, expressa em R$, referente ao mês "m", definida na subcláusula 7.4; e

PRE_m: Parcela da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA, expressa em R$, referente ao mês "m", definida na subcláusula 7.5.

CLÁUSULA 8ª – DOS VALORES DOS PARÂMETROS DA RECEITA DE VENDA

8.1. Para fins de obtenção do valor da RECEITA DE VENDA, as PARTES deverão aplicar a equação algébrica apresentada na subcláusula 7.6, observados os valores dos parâmetros que serão tratados nesta Cláusula:

(i) RECEITA FIXA – RF; e

(ii) CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO – CVU.

8.2. A RECEITA FIXA, definida no Apêndice I e calculada conforme as diretrizes do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848/2004, será reajustada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, no mês de janeiro, respeitado o prazo mínimo de doze meses tendo como referência o mês de janeiro de 2026 e será composta pelas seguintes componentes:

8.2.1. receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação, conforme alínea a, do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848/2004; e

8.2.2. receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais conforme item 1, da alínea b do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848 de 2004.

8.3. A RECEITA VARIÁVEL, definida no Apêndice I e calculada conforme as diretrizes da alínea c, do inciso IV, do art.3º-D, da Lei nº 10.848/2004, terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.

8.4. Para promover os cálculos estabelecidos nesta Cláusula, deverão ser adotadas seis casas decimais, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

8.4.1. Os valores finais, expressos em Reais, deverão ser submetidos a arredondamento na segunda casa decimal.

8.5. Caso o IPCA não seja publicado até o momento do pagamento ao VENDEDOR, será utilizado o último índice publicado, devendo o ajuste ser efetuado no primeiro pagamento após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

8.6. Caso venha a ocorrer a extinção de algum índice de reajuste estabelecido nesta Cláusula, adotar-se-á outro índice oficial que venha a substituí-lo, conforme determinação do Poder Concedente.

8.7. As PARTES reconhecem que a RECEITA DE VENDA, em conjunto com os respectivos critérios de reajuste e de pagamento previstos no CONTRATO, são suficientes para o cumprimento integral das obrigações previstas no presente instrumento.

8.7.1. Após o início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, caso seja beneficiária, Candiota III não fará mais jus aos reembolsos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para a aquisição de carvão mineral conforme § 2º do art. 3 º-D da Lei nº 10.848/2004.

8.8. Caso sejam criados, após a data de assinatura do CONTRATO, novos TRIBUTOS, encargos setoriais ou contribuições parafiscais e outros encargos legais, ou modificada a base de cálculo, as alíquotas e/ou regime de arrecadação dos atuais, de forma a aumentar ou diminuir o ônus das PARTES, com repercussão no equilíbrio contratual, a RECEITA DE VENDA poderá ser adequada, de modo a refletir tais alterações, para mais ou para menos, e entrará em vigor após homologação pela ANEEL.

8.9. Ao longo de toda a vigência deste CER, o VENDEDOR se sujeitará ao despacho do ONS com base no CVU definido nesta Cláusula, inclusive os despachos realizados fora da ordem de mérito por razões elétricas ou energéticas, sendo vedado ao VENDEDOR declarar um custo de geração superior ao CVU estabelecido neste CER.

CLÁUSULA 9ª – DO RESSARCIMENTO POR DESVIO NEGATIVO DE GERAÇÃO.

9.1. O ressarcimento devido pelo VENDEDOR quando ocorrer entrega de ENERGIA em montante inferior ao da ENERGIA CONTRATADA referente ao período de apuração de 12 meses, conforme o disposto na subcláusula 6.1, será calculado por:

$$RESS_A = 1{,}15 \times \left(\frac{RF_A}{EC_A}\right) \times \left(EC_A - EG_{contrato_A}\right)$$

Onde:

$RESS_A$: Ressarcimento devido pelo VENDEDOR por entrega de ENERGIA em montante inferior ao da ENERGIA CONTRATADA em janelas anuais consecutivas que se iniciam em 1º de janeiro e finalizam em 31 de dezembro.

RF_A: RECEITA FIXA referente aos anos contratuais de referência, atualizada para o mês de apuração do ressarcimento.

EC_A: Montantes de ENERGIA CONTRATADA definidos para os anos contratuais de referência, em MWh;

$EG_{contrato_A}$: ENERGIA GERADA nos anos contratuais de referência destinada ao CONTRATO com vistas à apuração da obrigação de entrega, expressa em MWh;

9.2. O ressarcimento de que trata a subcláusula 9.1 deverá ser feito mediante compensação ou pagamento, em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ANO CONTRATUAL seguinte, devendo os recursos financeiros advindos desse ressarcimento ser destinados à CONER.

CLÁUSULA 10ª – DA FORMA DE PAGAMENTO

10.1. O pagamento da RECEITA DE VENDA será realizado pela CCEE mediante crédito em conta corrente de titularidade do VENDEDOR, aberta para tal fim sob o número XXX-X, na Agência XXXX do BANCO XXXX S.A. para Candiota III.

10.2. O pagamento mensal devido ao VENDEDOR, observado o disposto na subcláusula 5.5.1, será efetuado no âmbito da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, nos termos da regulamentação específica.

10.3. A realização da liquidação financeira mencionada na subcláusula 10.2 ocorrerá em data definida em PROCEDIMENTO DE COMERCIALIZAÇÃO específico, respeitadas as previsões contratuais.

10.4. O valor mensal referente ao crédito do VENDEDOR conferido pela RECEITA DE VENDA deverá considerar eventuais acréscimos monetários resultantes de mora, conforme disciplina constante da Cláusula 11ª.

10.5. O pagamento mensal devido ao VENDEDOR será realizado exclusivamente com recursos financeiros da CONER.

10.6. Os pagamentos devidos ao VENDEDOR deverão ser efetuados livres de quaisquer ônus e deduções não autorizadas, inclusive de eventuais despesas financeiras decorrentes dos referidos pagamentos.

10.7. Caso os valores monetários associados ao ressarcimento de que trata a Cláusula 9ª, acrescidos de demais valores devidos pelo VENDEDOR nos termos do CONTRATO, sejam superiores às componentes da RECEITA DE VENDA, em cada processo de LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, o VENDEDOR assumirá posição devedora na referida liquidação.

10.7.1. Caso o valor monetário pago pelo VENDEDOR, após a realização da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, seja inferior ao valor mensal referente ao débito do VENDEDOR constante do

MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, incidirão os mesmos encargos moratórios previstos na Cláusula 11ª.

CLÁUSULA 11ª – DA MORA NO PAGAMENTO E SEUS EFEITOS

11.1. Fica caracterizada a mora quando o valor monetário obtido pelo VENDEDOR, após a realização da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA, considerados os recursos financeiros disponíveis na CONER, for inferior ao valor mensal referente ao crédito do VENDEDOR constante do MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA.

11.2. No caso de mora, incidirão sobre a parcela não recebida ou que deixou de ser paga pelo VENDEDOR, os seguintes acréscimos:

a) multa de 2% (dois por cento); e

b) juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*.

11.3. Os acréscimos previstos na subcláusula 11.2 incidirão sobre o valor das parcelas em atraso, mensalmente atualizadas pela variação *pro rata die* do índice previsto na subcláusula 8.2, relativo ao mês anterior, observado o disposto na subcláusula 8.5 e serão inclusos no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA do mês subsequente.

11.4. Se, no período de mora, a correção monetária for negativa, a variação prevista na subcláusula 11.3 será considerada nula.

CLÁUSULA 12ª – DA RESOLUÇÃO

12.1. Este CONTRATO poderá ser objeto de resolução na ocorrência de quaisquer das seguintes hipóteses:

I. decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial, ajuizamento e/ou deferimento de recuperação judicial ou extrajudicial do VENDEDOR, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias;

II. revogação de qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no CONTRATO, inclusive, mas não se limitando, ao ATO AUTORIZATIVO ou licenciamento ambiental da usina;

III. desligamento do VENDEDOR da CCEE, nos termos das normas de regência; e

IV. aquela estabelecida na Subcláusula 15.1.1.

12.2. Este CONTRATO será resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.

12.2.1. Na ocorrência da hipótese prevista na subcláusula 12.2, a PARTE adimplente deverá enviar notificação por escrito à outra PARTE.

12.2.2. Caso não sanada a situação de inadimplemento contratual, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis, contados do recebimento da notificação de que trata a subcláusula 12.2.1, a PARTE adimplente considerará resolvido o CONTRATO, após a manifestação da ANEEL.

12.3. Estabelecida a resolução do CONTRATO, a PARTE inadimplente obriga-se a manter a PARTE adimplente isenta de quaisquer obrigações e responsabilidades nos termos do CONTRATO, observado o disposto na Cláusula 13ª, responsabilizando-se também pelo pagamento de quaisquer ônus decorrentes de tal resolução.

12.4. A resolução do CONTRATO não libera as PARTES das obrigações devidas até a data do distrato e não afetará ou limitará qualquer direito que, expressamente ou por sua natureza, deva permanecer em vigor após a resolução ou que dela decorra.

CLÁUSULA 13ª – DA RESPONSABILIDADE E INDENIZAÇÃO

13.1. A PARTE que, por sua ação ou omissão, der causa à resolução do CONTRATO por incorrer em alguma das hipóteses tratadas na Cláusula 12ª, ficará obrigada a pagar à outra PARTE, sem prejuízo de perdas e danos, penalidade de multa por resolução, calculada de acordo com a equação algébrica descrita abaixo:

$$Multa = min\left(RF_A;\ \left(\frac{RF_A}{EC_A}\right) \times \frac{EC_A}{8.760} \times N_{Horas_{REM}}\right)$$

Onde:

RFA: RECEITA FIXA referente ao ANO CONTRATUAL que compreende o mês de apuração da multa por resolução contratual, atualizada para esse mês de apuração.

EC_A: Montante de ENERGIA CONTRATADA definido para o ANO CONTRATUAL que compreende o mês de apuração, em MWh;

$N_{Hora\ \ REM}$: Número de horas remanescente até o final da vigência deste CER, de que trata a subcláusula 3.1, a partir da resolução do contrato.

13.2. A PARTE inadimplente deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis contados da data em que ocorrer a resolução, efetuar o pagamento do valor estipulado na subcláusula 13.1, acrescido de juros à taxa estipulada na alínea b da subcláusula 11.2, calculados entre a data de cálculo da multa e a data do efetivo pagamento.

13.3. Caso haja controvérsia com relação ao pagamento da penalidade de multa por resolução prevista na subcláusula 13.1, a questão deverá ser submetida ao processo de solução de controvérsia, na forma da Cláusula 14, no que aplicável.

13.4. A responsabilidade de cada uma das PARTES no âmbito do CONTRATO estará, em qualquer hipótese, limitada aos montantes de danos que der causa.

13.5. Pelo descumprimento de qualquer obrigação de sua responsabilidade, as PARTES sujeitar-se-ão à aplicação das penalidades administrativas cabíveis, conforme a legislação aplicável, sem prejuízo da aplicação do disposto no CONTRATO.

CLÁUSULA 14ª – DA SOLUÇÃO DE CONTROVÉRSIAS

14.1. Uma controvérsia se inicia com a NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA de uma PARTE à outra.

14.2. Na eventualidade de ocorrerem controvérsias derivadas do CONTRATO, as PARTES buscarão solucioná-las amigavelmente no prazo de até 15 (quinze) dias úteis contados do recebimento da NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA.

14.3. Na ausência de solução amigável, as PARTES observarão a subcláusula 16.13.

CLÁUSULA 15ª – CASO FORTUITO OU FORÇA MAIOR

15.1. Caso o VENDEDOR não possa cumprir qualquer de suas obrigações, por motivo de caso fortuito ou força maior, nos termos do art. 393 do Código Civil, o CONTRATO permanecerá em vigor, mas o VENDEDOR não responderá pelas consequências do não cumprimento das obrigações dele decorrente, ficando a CCEE isenta das obrigações previstas na Cláusula 7ª, durante o período de ocorrência do evento e proporcionalmente aos seus efeitos.

15.1.1. Caso o evento de caso fortuito ou força maior afete o VENDEDOR no cumprimento da totalidade de suas obrigações por toda a vigência contratual remanescente, se resolve o CONTRATO.

15.2. Nenhum evento de caso fortuito ou força maior eximirá o VENDEDOR de quaisquer de suas obrigações devidas anteriormente à ocorrência do respectivo evento ou que tenham se constituído antes dele, embora vençam durante o evento de caso fortuito ou força maior, em especial as obrigações de entrega da ENERGIA CONTRATADA e o pagamento de eventuais penalidades.

15.3. O VENDEDOR, ao invocar a ocorrência de caso fortuito ou força maior, deverá adotar as seguintes medidas:

I. notificar a CCEE e a ANEEL da ocorrência de evento que possa vir a ser caracterizado como de caso fortuito ou força maior, tão logo quanto possível, mas, em nenhuma circunstância, em prazo superior a 5 (cinco) dias contados da data em que tiver tomado conhecimento de sua ocorrência, fornecendo uma descrição da natureza do evento, uma estimativa de sua duração e do impacto no desempenho de suas obrigações contratuais;

II. informar regularmente à ANEEL e à CCEE a respeito de suas ações e de seu plano de ação para remediar e/ou minimizar tais consequências;

III. adotar as providências cabíveis para remediar ou atenuar as consequências de tal evento, visando retomar suas obrigações contratuais com a maior brevidade possível;

IV. respaldar todos os fatos e ações com documentação ou registro disponível;

V. prontamente comunicar à CCEE e à ANEEL do término do evento de caso fortuito ou força maior e de suas consequências; e

VI. solicitar decisão da ANEEL quanto à caracterização da ocorrência do evento como de caso fortuito ou força maior.

15.4. Caso seja reconhecida pela ANEEL a caracterização do evento como de caso fortuito ou força maior, a CCEE procederá a suspensão do CONTRATO pelo período reconhecido e notificará a outra PARTE deste CONTRATO sobre essa circunstância.

CLÁUSULA 16ª – DISPOSIÇÕES GERAIS

16.1. O presente CONTRATO é celebrado em caráter irrevogável e irretratável pelo prazo de vigência definido na Cláusula 3ª, ressalvadas as disposições contidas na Cláusula 12ª.

16.2. Todas as atividades, operações e processos previstos no CONTRATO, independentemente de sua definição e tratamento neste instrumento, deverão ser realizados conforme o previsto na legislação aplicável à matéria, em regulamentação da ANEEL, na CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, nas REGRAS e PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, e nos PROCEDIMENTOS DE REDE, não havendo oponibilidade de ato jurídico perfeito ou direito adquirido às determinações regulamentares.

16.3. O presente CONTRATO não poderá ser alterado, exceto por meio de aditamento escrito firmado pelas PARTES, ou outro meio constante em PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, observado o disposto na Lei nº 10.848/2004, no Decreto nº 5.163/2004, no Decreto nº 6.353/2008, e nas demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

16.3.1. Poderá ser autorizada ao VENDEDOR a alteração de características técnicas da usina desde que não resultem em aumento dos valores de RECEITA FIXA, estabelecida na cláusula 8.2, ou do CVU, estabelecido na cláusula 8.3, após a nova outorga.

16.4. Ficam autorizadas cessões de direitos e/ou obrigações decorrentes do CONTRATO nos casos de reestruturação societária (cisão, fusão, incorporação, criação de subsidiária etc.) do VENDEDOR, com anuência prévia da CCEE e celebração de Termo Aditivo previamente aprovado pela ANEEL, respeitadas as condições pactuadas no presente CONTRATO.

16.5. No caso da mudança de titularidade da autorização do VENDEDOR, observado o disposto no Inciso II da subcláusula 16.8, e respeitadas as condições pactuadas no CONTRATO, fica prévia e expressamente assegurada a sub-rogação dos direitos e obrigações decorrentes do CONTRATO, com anuência prévia da CCEE.

16.6. O VENDEDOR poderá ceder os direitos creditórios decorrentes do CONTRATO em garantia de contratos de financiamentos relacionados à usina, com anuência prévia da CCEE.

16.7. Nenhum atraso ou tolerância, por qualquer das PARTES, relativamente ao exercício de qualquer direito, poder, privilégio ou recurso contido no CONTRATO, será tido como passível de prejudicar tal direito, poder, privilégio ou recurso, nem será interpretado como renúncia desse(s) ou novação da(s) obrigação(ões).

16.8. Sem prejuízo das demais obrigações previstas no CONTRATO, as PARTES obrigam-se a:

I. observar e cumprir rigorosamente toda a legislação aplicável aos seus negócios sociais e às atividades a serem desempenhadas nos termos do CONTRATO;

II. obter e manter válidas e vigentes, durante o prazo de vigência do CONTRATO, todas as licenças e autorizações atinentes aos seus negócios sociais e/ou ao cumprimento das obrigações, inclusive no que diz respeito às outorgas de autorização, assumidas no presente CONTRATO, exceto se tal situação for modificada por AUTORIDADE COMPETENTE e, nesse caso, as

PARTES obrigam-se a adotar alternativa contratual que preserve os efeitos econômicos e financeiros do CONTRATO em conformidade com o originalmente pactuado, a menos que ocorra revogação de GARANTIA FÍSICA da usina, caso em que será observado o disposto na subcláusula 12.2; e

III. informar a outra PARTE, no prazo máximo de 48 (quarenta e oito) horas contado da data do conhecimento do evento, sobre quaisquer eventos, de qualquer natureza, que possam representar ameaça ao cumprimento integral e pontual das obrigações assumidas no CONTRATO.

16.9. Qualquer aviso ou outra comunicação de uma PARTE à outra a respeito do CONTRATO será feita por escrito, em língua portuguesa, e deverá ser entregue ou enviada por correio registrado, fac-símile ou meio eletrônico, em qualquer caso com prova formal do seu recebimento, ao endereço e em atenção dos representantes legais e representantes operacionais, a saber:

Se para o VENDEDOR:

A/C: XXXXXXX

Tel.: XXXXXXX

Fax.: N/A

E-mail: XXXXXXX

Se para a CCEE:

A/C: Gerência de Operações de Mercados

Tel.: 0800 10 00 08 / 0800 591 41 85

E-mail: atendimento@ccee.org.br

16.10. Na hipótese de qualquer das disposições previstas no CONTRATO vier a ser declarada ilegal, inválida ou inexequível, as disposições remanescentes não serão afetadas, permanecendo em plena vigência e aplicação e, nessa hipótese, as PARTES se obrigam, desde já, a adotar uma disposição que a substitua e que atenda aos objetivos da disposição considerada ilegal, inválida ou inexequível, e que mantenham, tanto quanto possível, em todas as circunstâncias, o equilíbrio dos interesses comerciais das PARTES.

16.11. Este CONTRATO é reconhecido pelas PARTES como título executivo, na forma do artigo 784, inciso III, do Código de Processo Civil Brasileiro, para efeito de cobrança dos valores devidos.

16.12. Este CONTRATO será regido e interpretado, em todos os seus aspectos, de acordo com as leis brasileiras.

16.13. Observado o disposto na Cláusula 14ª, fica eleito o Foro da Comarca da CCEE, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir quaisquer controvérsias decorrentes da interpretação e/ou execução do presente CONTRATO.

E, por estarem assim justas e contratadas, as PARTES celebram o presente instrumento.

São Paulo, XX de XXXX de 2026

VENDEDOR:

CCEE:

TESTEMUNHAS:

APÊNDICE I
QUADRO RESUMO
CER CAND3 Nº XXX/26

1. PARTES contratantes:

1.1 VENDEDOR: J&F S.A., empresa autorizada para geração de energia elétrica, com sede na XXXXXXXX, CEP XXXXXXX, inscrita no CNPJ/MF sob o nº XXXXXXXXX.

1.2 CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com sede na AVENIDA PAULISTA, 2064, 13º ANDAR, CERQUEIRA CÉSAR, SÃO PAULO-SP, CEP 01310-200, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.034.433/0001-56.

2. ATO AUTORIZATIVO da Usina Candiota III:

Usina Termelétrica (UTE) Candiota III, CEG nº UTE. CM.RS.029767-4.01, localizada em XXXXXXX, com POTÊNCIA INSTALADA de XX MW, outorgada pela Resolução nº XXX, de XX XXXX de XXXX, alterada a titularidade pela Resolução Autorizativa nº XXXXX, de XX de XXXXX de XXXX, alteradas as características técnicas pela Resolução Autorizativa nº XXXXX, de XX de XXXX de XXXX.

3. MONTANTES CONTRATADOS

Tabela 01 – ENERGIA CONTRATADA e INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL

ANO DE SUPRIMENTO	ENERGIA CONTRATADA ($MW_{médios}$)	INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL ($MW_{médios}$)
2026	181,669	181,669
2027	181,669	181,669
2028	181,669	181,669
2029	181,669	181,669
2030	181,669	181,669
2031	181,669	181,669
2032	181,669	181,669
2033	181,669	181,669
2034	181,669	181,669
2035	181,669	181,669

2036	181,669	181,669
2037	181,669	181,669
2038	181,669	181,669
2039	181,669	181,669
2040	181,669	181,669

4. DA RECEITA DE VENDA

4.1. O valor inicial da RECEITA FIXA, RF_0, referenciado ao mês de janeiro de 2026, é de R$ 859.789.215,89 (oitocentos e cinquenta e nove milhões, setecentos e oitenta e nove mil, duzentos e quinze reais e oitenta e nove centavos) ao ano, que corresponde ao preço de contratação de Candiota III, de 540,27 R$/MWh.

4.1.1. A parcela referente ao combustível associado à geração inflexível de 1.591.420,440 MWh por ano (181,669 MWmed) corresponde a R$ 681.044.987,53 (seiscentos e oitenta e um milhões, quarenta e quatro mil, novecentos e oitenta e sete reais e cinquenta e três centavos) ao ano.

4.2. O valor inicial do CVU, referenciado ao mês de janeiro de 2026, é de 427,95 R$/MWh.

5. REPRESENTANTES OPERACIONAIS:

5.1. Se para o VENDEDOR:
A/C: XXXXXXXXXXX
Tel.: XXXXXXXXXX
Fax.: N/A
E-mail: XXXXXXX

5.2. Se para a CCEE:
A/C: Gerência de Operações do Mercado Regulado
Tel.: 0800 591 41 85
E-mail: atendimento@ccee.org.br

E, por estarem assim justas e contratadas, as PARTES celebram o presente instrumento.

São Paulo, XX de XXXXX de 2026

VENDEDOR:

CCEE:

TESTEMUNHAS:

APÊNDICE II

CER CAND3 Nº XXX/26

PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO

REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

1. Dados da usina termelétrica de Candiota III.

CEG - UTE. CM.RS.029767-4.01

Localidade – Rio Grande do Sul

Submercado - Sul

Combustível – Carvão Mineral

Potência Instalada – 350 MW

Indisponibilidade Programada – 10,274%

Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – 16,438%

Fator de Capacidade Máxima – 100,00%

APÊNDICE III

CER CAND3 Nº XXX/26

DEFINIÇÕES

AGENTE DA CCEE ou AGENTE: concessionário, permissionário, autorizado de serviços e instalações de ENERGIA ELÉTRICA e consumidores integrantes da CCEE;

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial instituída pela Lei nº 9.427, de 1996, modificada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de ENERGIA ELÉTRICA;

ANO CONTRATUAL: computado de 1º de janeiro a 31 de dezembro de cada ano, durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO.

ATO AUTORIZATIVO: ato de outorga de autorização para geração de ENERGIA ELÉTRICA emitido pelo Poder Concedente, individualizado para cada USINA.

AUTORIDADE COMPETENTE: qualquer entidade governamental que tenha competência para interferir no CONTRATO ou nas atividades das PARTES;

BANCO LIQUIDANTE: instituição financeira contratada pela CCEE para proceder à LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA;

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, possuindo a atribuição de celebrar os contratos associados à ENERGIA DE RESERVA, nos termos do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008;

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO – CMSE: criado pelo Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004, constituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia e sob sua coordenação direta, com participação da ANEEL, EPE, ANP, CCEE e ONS, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;

CENTRO DE GRAVIDADE: ponto virtual definido nas REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO para o SUBMERCADO onde está localizada a USINA e será efetuada a entrega simbólica da respectiva ENERGIA CONTRATADA;

CONTA DE ENERGIA DE RESERVA – CONER: conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de ENERGIA DE RESERVA;

CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA – CER ou CONTRATO: o presente contrato celebrado entre o VENDEDOR e a CCEE;

CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO: instrumento jurídico instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 957, de 7 de dezembro de 2021, nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004;

CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO – CVU: valor, expresso em R$/MWh, que engloba os custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na formação da Receita Fixa.

DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO: data de início do período de entrega da energia contratada, nos termos da subcláusula 3.2;

ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA – EER: encargo específico destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de ENERGIA DE RESERVA, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, bem como a remuneração da CCEE pela gestão do EER e da CONER e pela realização de estudos que lhe sejam solicitados, a ser rateado entre os Usuários de Energia de Reserva, conforme disposto nas normas aplicáveis;

ENERGIA DE RESERVA: ENERGIA destinada ao aumento da segurança no fornecimento de ENERGIA ao SIN;

ENERGIA ELÉTRICA ou ENERGIA: quantidade de energia elétrica ativa durante qualquer período de tempo, expressa em MWh;

ENERGIA CONTRATADA: é o montante de ENERGIA comercializado por Candiota III nos termos deste CER, expresso em MWmédios, e apresentado no Apêndice I;

ENERGIA GERADA: ENERGIA produzida por Candiota III, referenciada ao CENTRO DE GRAVIDADE;

GARANTIA FÍSICA: é o montante, expresso em MW médios, correspondente à quantidade máxima de ENERGIA relativa à cada USINA que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos, definida pelo poder concedente;

INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL: montante anual de inflexibilidade, identificado no Apêndice I, a ser realizado pela usina termelétrica Candiota III com vistas a atender às condições estabelecidas pelo inciso III, do § 1º, do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

INFLEXIBILIDADE VERIFICADA: é o valor de despacho obrigatório da usina de Candiota III, que foi realizado e apurado pelo ONS, declarado pelo VENDEDOR para atender requisitos deste.

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE;

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA: processo de pagamento e recebimento de valores apurados como débitos e créditos, respectivamente, associados à contratação de ENERGIA DE RESERVA, que inclui o recolhimento do EER, a movimentação de recursos da CONER e o pagamento dos valores devidos aos agentes vendedores de ENERGIA DE RESERVA;

MAPA DA LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA: documento eletrônico emitido pela Superintendência da CCEE que informa todos os valores a serem movimentados pelo BANCO LIQUIDANTE, individualizando os débitos e créditos relativos ao VENDEDOR e aos USUÁRIOS;

MERCADO DE CURTO PRAZO – MCP: segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de ENERGIA contratados e registrados pelos AGENTES DA CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos AGENTES DA CCEE;

MODULAÇÃO: Processo de determinação dos valores horários de energia (períodos de comercialização) com base no volume mensal contratado.

NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA: documento formal destinado a comunicar as PARTES acerca de controvérsias que versem sobre as disposições do CONTRATO e/ou a elas relacionadas;

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS: responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação da geração e da transmissão de ENERGIA ELÉTRICA do Sistema Interligado Nacional - SIN;

PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO: é a menor unidade de tempo de comercialização de ENERGIA ELÉTRICA;

PERÍODO DE SUPRIMENTO: corresponde ao intervalo de tempo entre a DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO em 1º de janeiro de 2026 e 31 de dezembro de 2040;

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças, com valores máximo e mínimo definidos periodicamente pela ANEEL, levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado, na forma do art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;

POTÊNCIA INSTALADA: somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras das USINAS, comprometidas com este CONTRATO, nos termos do respectivo ATO AUTORIZATIVO, conforme ANEXO I do CONTRATO, expressa em MW;

PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO: conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de ENERGIA ELÉTRICA no âmbito da CCEE;

PROCEDIMENTOS DE REDE: documentos elaborados pelo ONS com a participação dos AGENTES e aprovados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e requisitos

técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN, e definem as responsabilidades do ONS e dos AGENTES;

RECEITA DE VENDA: valor de remuneração correspondente ao somatório da RECEITA FIXA, da RECEITA VARIÁVEL e da RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA;

RECEITA EVENTUAL POR INFLEXIBILIDADE EXTRA: valor de remuneração correspondente à parcela do montante de ENERGIA GERADA classificada pelo ONS como INFLEXIBILIDADE VERIFICADA e produzida em momento posterior ao da entrega da totalidade da ENERGIA CONTRATADA associada ao ANO CONTRATUAL em referência, tratada na subcláusula 7.5;

RECEITA FIXA: valor de remuneração anual de Candiota III, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de insumos e/ou combustível e da operação e manutenção da USINA referente à geração inflexível; (iv) custos de seguros e garantias da USINA e dos compromissos financeiros do VENDEDOR; e (v) TRIBUTOS e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do CONTRATO;

RECEITA VARIÁVEL: parcela da RECEITA DE VENDA destinada ao pagamento dos custos variáveis incorridos pelo VENDEDOR na geração de ENERGIA por Candiota III;

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO ou REGRAS: conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, e de cumprimento obrigatório pelos AGENTES DA CCEE, aplicáveis à comercialização de ENERGIA ELÉTRICA no âmbito da CCEE;

SAZONALIZAÇÃO: Processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual contratado.

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO ou SMF: conjunto de equipamentos necessários para a medição de grandezas elétricas e conjunto de medidores, transformadores de potencial e de corrente e equipamentos associados necessários para medir energia ativa e reativa, potência ativa e reativa, tensão e outras grandezas elétricas, conforme especificação técnica definida;

SUBMERCADO: divisão do SIN para a qual é estabelecido PLD específico e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de ENERGIA ELÉTRICA no SIN;

TRIBUTOS: são todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto do CONTRATO, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das PARTES. Tal exclusão abrange, não estando limitada ao imposto sobre a renda da pessoa jurídica, a contribuição social sobre o lucro e impostos ou contribuições sobre movimentações financeiras;

USINA: instalação industrial destinada à produção de ENERGIA ELÉTRICA;

USUÁRIO DE ENERGIA DE RESERVA ("USUÁRIO"): agente de distribuição, consumidor livre, consumidor especial, autoprodutor na parcela da ENERGIA adquirida, agente de geração com perfil de consumo ou agente de exportação que seja AGENTE DA CCEE;

VENDEDOR: titular de autorização de geração de ENERGIA definido no preâmbulo do CONTRATO.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONCCEL salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da DMED com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: **em MW** / **UFV** / **EOL** Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66 Processos Tarifários: Empresa — DMED; Data — 22/11/2024; Processo — Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh — zero; Valor — zero; Data — zero; EOL MWh — 24.106; Valor R$ — 4.777.871; Data — 01/11/2014 Sobrecontratação MWh: 20.485 Energia Vendida MWh: 270.238 %: 8%
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtota**l e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da UTE Candiota III era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à UTE Candiota III, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores** referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamente, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE

PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19

INTERESSADO: J&F INVESTIMENTOS S/A

1. ASSUNTO

1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

2. REFERÊNCIAS

2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;

2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);

2.3. Carta J&F n° 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);

2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. O MME analisou o enquadramento da UTE Candiota III no contexto do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.

4. INTRODUÇÃO

4.1. O art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta n° 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.

4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os contratos em vigência e sobre valores contratuais, por meio da Carta J&F n° 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).

4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma minuta de CER para a UTE Candiota III.

4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de Consulta Pública para a submissão dessa minuta de CER e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.

5. ANÁLISE

5.1. A J&F S.A., por meio da Carta n° 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a contratação da UTE Candiota III, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.

5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.

DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)

5.3. A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, incluiu o art. 3º-D na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:

> Art. 3º-D. A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:
>
> I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;
>
> II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022 e com previsão de término de CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.
>
> § 1º A contratação de que tratam os incisos I e II do *caput* deste artigo:
>
> I - terá seu termo final em 31 de dezembro de 2040;
>
> II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;
>
> III - terá inflexibilidade contratual anualizada, em valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional vigente nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a:
>
> a) manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do *caput* deste artigo; e
>
> b) manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos de que trata o inciso II do *caput* deste artigo;
>
> IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:
>
> a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;
>
> b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:
>
> 1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do *caput* deste artigo; e
>
> 2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do *caput*, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do *caput* deste artigo; e
>
> c) receita variável, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.
>
> § 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do *caput* deste artigo deixarão de fazer jus ao reembolso de que trata o inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.
>
> § 3º O Poder Executivo poderá:
>
> I - estabelecer requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;
>
> II - exigir que as usinas possuam a capacidade de armazenar, no máximo, 5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média da usina.
>
> § 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo que não observarem os requisitos de que trata o § 3º deverão custear a contratação de reserva de capacidade de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.
>
> § 5º A União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o *caput* deste artigo."

5.4. Na Lei da Lei nº 10.848/2004, o art. 3º citado no *caput* do art. 3º-D aponta os seguintes termos:

> Art. 3º O poder concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade, na forma de potência ou de flexibilidade, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)
>
> § 1º Para os fins deste artigo, os concessionários e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.
>
> § 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar porcentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.
>
> § 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir **reserva de capacidade de geração** a ser contratada. (*grifo não consta do original*)

5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do *caput* do art. 3º-D da Lei 10.848/2004 alcançam as **termelétricas a carvão mineral nacional** que:

> a) tinham seus custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou
>
> b) possuíam Contratos com distribuidoras de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).

5.6. Assim, entende-se que a UTE Candiota III insere-se no bojo do art. 3º D da Lei nº 10.848/2004.

5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de "**reserva de capacidade de geração**", o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAP e Contrato de Energia de Reserva - CER. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - ERCAP ou como o Encargo de Energia de Reserva - EER. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - CONCAP e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - CONER.

5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a UTE Candiota III a contratação na **modalidade de energia de reserva**, com a contratação por meio de um CER.

5.9. Como o art. 3º-D da Lei 10.848/2004 institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as condicionantes expressas nos incisos I e II do seu *caput*, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.

5.10. As condições de contratação que o art. 3º-D da Lei 10.848/2004 estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: vigência contratual; inflexibilidade; receita de venda composta de receita fixa total, com itens vinculados ao custo de combustível e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de não haver possibilidade de competição, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.

6. PARÂMETROS CONTRATUAIS

DO PRAZO CONTRATUAL

6.1. O art. 3º-D da Lei 10.848/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e término em 31 de dezembro de 2040.

DO MONTANTE CONTRATUAL

6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.

6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da inflexibilidade de Candiota III deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos vigentes em 31 de dezembro de 2022.

6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como inflexibilidade anualizada, o valor que corresponda ao maior montante de consumo anual de carvão entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos CCEARs.

6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de 1.200.000 ton/ano. Ao se considerar um consumo de 0,965437454 ton/MWh, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de 132,25 MWmédios.

6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III totalizavam uma inflexibilidade anual de 181,669 MWmédios. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004. Como resultado, propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.

6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de 181,669 MWmédios d e **inflexibilidade contratual anualizada** e **energia contratada** a se adotar no CER da Usina Candiota III.

DO PREÇO DE VENDA

6.8. O inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:

> IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:
>
> a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;
>
> b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa

> total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:
>
> 1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do *caput* deste artigo; e
>
> 2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do *caput*, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do *caput* deste artigo; e
>
> c) receita variável, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.

A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual

6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é 181,669 MWmédios, o que equivale a 1.591.420 MWh em anos ordinários.

6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a "*receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual*" (RFcomb) terá o seu valor unitário "*equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto*" do Leilão de Energia Nova A-6/2019, LEN A-6/2019, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "*receita variável*" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.

6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o CVU teto para o carvão mineral em R$ 300/MWh, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de dez/2022.

6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 não dispunham de uma parcela denominada RFdemais. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.

6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a RFdemais decorrerá da diferença entre a Receita Fixa total - RFtotal e a respectiva RFcomb, em uma mesma data-base. No que se refere à Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.

6.14. Nesse contexto, pode-se aventar duas possibilidades para o cálculo do RFcomb: (i) calcular o valor que considere o CVU dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022 com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o CVU que o legislador determinou para a definição da RFcomb e da parcela variável do novo contrato.

6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser incoerente promover uma estimativa para a RFdemais a partir do CVU dos CCEARs originais. Essa conclusão se dá porque o legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um CVU único como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante coerência ao novo instrumento contratual.

6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a **receita fixa total contratual** e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.

6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver uma proposta de valores.

Receita Fixa do CCEAR

6.18. A Usina Termelétrica de Candiota III, que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de 350 MW.

6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa: R$ 331.250.640,00/ano (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: 210 MWmédios.

6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a carvão mineral nacional, as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA como indexador para a Receita Fixa e para o Custo Variável Unitário - CVU.

6.21. Após a celebração dos CCEARs, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados, de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.

6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da Receita Fixa para **R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).

Receita Fixa Total Contratual

6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da UTE Candiota III era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 622.575.837,05/ano**. A combinação desse resultado com o compromisso de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de receita fixa para o CCEAR.

6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à UTE Candiota III, por contrato e por lei, o reembolso dos valores referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Na data base de dezembro de 2005, esse valor era de R$ 31,21/MWh. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via CDE de **R$ 79,69/MWh,** na data base de dezembro de 2022.

6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh**, a **receita fixa total contratual resulta em R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22).

Receita Fixa vinculada aos demais itens

6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou R$ 155.795.617,14/ano (data base dez/22).

6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).

6.28. Resumidamete, as parcelas para a formação do preço de venda para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19) para janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72) consolidam-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o art.3º-D da Lei 10.848/20045, em seu § 5º, alcança terão sua outorga prorrogada pela União conforme transcrição a seguir:

> § 5º A União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o *caput* deste artigo."

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a UTE Candiota III possui outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja encerrar em 31 de dezembro de 2040.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de indisponibilidades programada (IP) e forçada (TEIF) e de fator de capacidade máxima (FCmáx) os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014:

- TEIF (%): 16,438
- IP (%): 10,274
- FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da Minuta de Contrato de Candiota III (SEI nº 1175412) o CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do CER para o CTJL percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o MME, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e a ANEEL. Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o CER-CTJL se constitui na melhor referência documental para a elaboração da Minuta de Contrato da UTE Candiota III (SEI nº 1175412), em razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública

federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - AIR prévia poderá não se aplicar.

8.2. O caso em tela está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entende-se que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a abertura de Consulta Pública, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI nº 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> Art. 1º Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.
>
> Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.
>
> Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.
>
> Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que dispensa a apreciação jurídica nesses casos.

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por **Marlian Leão de Oliveira**, **Coordenador(a)**, em 26/02/2026, às 14:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Cristiano Augusto Trein**, **Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado**, em 26/02/2026, às 14:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **Adriano Jeronimo da Silva**, **Gerente de Projeto**, em 26/02/2026, às 14:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 26/02/2026, às 15:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho**, **Assessor(a) Especial**, em 26/02/2026, às 15:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020 .

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1175371** e o código CRC **E236BE3B**.

Referência: Processo nº 48340.000195/2026-19 SEI nº 1175371

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 216/26

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES – ABRACE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 216/2026

OBJETO: Colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III – UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

A ABRACE Energia, associação setorial que representa grandes consumidores de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro (SEB), apresenta abaixo suas considerações acerca da proposta de regulamentação de minuta de Contrato de Energia de Reserva para a Usina Termelétrica de Candiota III.

Introdução

A Lei nº 15.269/25, ao determinar a contratação de energia de Candiota 3, trouxe delimitação muito clara em vários aspectos, como a referência para o valor do

combustível atrelada ao CVU teto do leilão A–6 de 2019 e a inflexibilidade contratual definida a partir do consumo do montante de carvão mineral correspondente aos contratos anteriores.

Apesar de trazer essas condições de contorno, a lei mencionada ainda deixa espaço para avaliação das melhores condições nos temas que não aborda diretamente. Assim, as contribuições oferecidas pela ABRACE Energia buscam as oportunidades de contratação mais eficiente a partir da leitura estrita dos comandos legais.

Receita Fixa

O art. 3ºD da Lei 10.848/2004 define que o novo contrato a ser celebrado terá a receita fixa composta de duas parcelas, uma correspondente ao custo do combustível associado à inflexibilidade, cuja referência será o CVU do leilão A–6 de 2019, atualizado para o momento da assinatura do contrato, e uma parcela de demais itens atrelada especificamente ao valor correspondente a este parâmetro dos contratos originais. *In verbis*:

> *"Art. 3º–D. A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*
>
> *(...)*
>
> *§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II do caput deste artigo:*
>
> *(...)*
>
> *IV – terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:*
>
> *a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt–hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A–6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*
>
> *b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:*
>
> *1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*
>
> *2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva*

garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e

c) receita variável, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. (...)"

Da leitura do trecho acima, não restam dúvidas de que a estrutura de Receita Fixa total = Receita Fixa de combustível + Receita Fixa demais itens se refere à nova contratação, com destaque para o fato de que não há nenhuma diretriz na lei que permita estender essa estrutura para aplicá-la aos contratos antigos, que servirão de referência para definir o valor da receita fixa demais itens do novo contrato.

Conforme reconhecido na nota técnica que subsidia a discussão desta consulta pública, não existe, nos contratos originais, nenhuma parcela de receita fixa demais itens, de modo que a leitura mais plausível da lei é a estrita, em que se define a receita fixa demais itens do novo contrato com valor nulo.

Não cabe, por interpretação da estrutura do novo contrato, disposta em lei, aplicar por analogia uma estrutura contratual que não existe nos contratos antigos que servirão de referência para a definição da receita fixa demais itens. Assim, a ABRACE Energia contribui para definição da receita fixa contratual com valor idêntico à receita fixa de combustível, considerando que a parcela de receita fixa demais itens deve, necessariamente, ser igual a zero em leitura rigorosa das disposições legais.

Importa ressaltar que a metodologia proposta na nota técnica para calcular a receita fixa demais itens, inexistente nos contratos antigos, não observa a própria definição que pretende adotar para inferir o que poderia ser a parcela correspondente aos demais itens, pois inclui na parcela de receita fixa total original do contrato o valor correspondente ao reembolso da CDE à usina (R$ 79,69/MWh (referência dez/22), montante destinado exclusivamente ao reembolso da compra de combustível adquirido e portanto não integrante formal da Receita Fixa original do contrato.

Além disso, cabe ressaltar que originalmente o CCEAR de Candiota III não trazia um CVU associado ao combustível e que esse assunto foi objeto de extenso debate entre 2013 e 2022, na ANEEL, para a definição do que poderia ser o CVU associado ao combustível do contrato. Esses fatos são evidência de que os contratos antigos possuem estrutura muito distinta da dos novos contratos e que não cabe tentar

aplicar em retrospecto as diretrizes legais para o novo contrato para tentar extrair uma referência que simplesmente não existia nos contratos anteriores.

Compromissos contratuais

A minuta de contrato apresentada nesta consulta pública prevê que a geração que ocorrer fora da ordem de mérito por solicitação do CMSE ou do ONS será remunerada pelo CVU da usina, adicionalmente ao valor de receita fixa definida pelo contrato – os recursos serão do ESS. Pelo texto da minuta em discussão, entende-se que essa remuneração adicional será devida até mesmo quando ainda houver energia para ser entregue no âmbito do contrato de energia de reserva naquele ano.

Este descasamento é possível porque o gerador, conforme sua conveniência, poderá alocar livremente a inflexibilidade contratual, ou seja, dentro do período de apuração, de um ano, o gerador terá liberdade para decidir como será a entrega desta energia. A ABRACE Energia entende que um aprimoramento capaz de reduzir o custo desta contratação para os consumidores está em alocar a geração fora da ordem de mérito como entrega da energia dentro do contrato de reserva, e só após se verificar a entrega de toda a energia contratada no ano, que a geração adicional seja remunerada por ESS.

Conclusão

Diante do exposto, a **ABRACE Energia contribui para**:

- Definição da receita fixa contratual com valor idêntico à receita fixa de combustível, considerando que a parcela de receita fixa demais itens deve, necessariamente, ser igual a zero em leitura rigorosa das disposições legais.
- Alocação da geração fora da ordem de mérito como entrega da energia dentro do contrato de reserva, e só após se verificar a entrega de toda a energia contratada no ano, que a geração adicional seja remunerada por ESS

A ABRACE Energia coloca-se à disposição para colaborar com a evolução desse processo regulatório e reforça a importância de uma abordagem equilibrada, garantindo uma contratação eficiente e aderente aos parâmetros definidos em lei.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN - Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN - Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONCEN salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da ENERGISA MS com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: **em MW** / **UFV** / **EOL** Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66 Processos Tarifários: Empresa: EMS; Data: 08/04/2025; Processo: Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh: 80.473; Valor: 12.694.057; Data: 01/04/2018; EOL MWh: 124.017; Valor R$: 14.421.222; Data: 01/08/2018 Sobrecontratação MWh: 447.012 Energia Vendida MWh: 3.718.537 %: 12%
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtota**l e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN - Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no **1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL**. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato, do 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL, tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024 e resultou, contratualmente, para os consumidores capixabas desembolsos de R$ 177 milhões.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da **UTE Candiota III** era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à **UTE Candiota III**, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores r**eferentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamente, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN - Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

CONACEN
CONSELHO NACIONAL
DE CONSUMIDORES
DE ENERGIA ELÉTRICA

SMAS, TRECHO 1, GUARÁ,
BRASÍLIA • DISTRITO FEDERAL

CONACEN.COM.BR

Carta nº 008/2026/CONACEN-DF

Brasília, 09 de março de 2026.

PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19

Objeto - Contribuição do CONACEN - Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica para Consulta Pública CP-MME-216/2026 Contração de UTE Carvão Candiota III

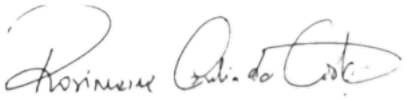
O CONACEN - Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica, formado pelos 53 Conselhos de Consumidores objeto da Lei nº 8.631/93, representando 90 milhões de consumidores de energia elétrica, contribui com análise detalhada da NOTA TÉCNICA Nº 12/2025/DPSE/SNEE de 30/10/2025.

Análises e considerações foram emitidas atendendo à Consulta Pública MME 201/2025 cujo objetivo é discutir a “Proposta de diretrizes e regras para a contratação e atuação de Verificador Independente nas concessões e permissões de distribuição de energia elétrica.”

Seguem as respostas às questões apresentadas:

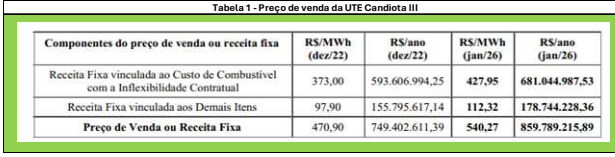
Sendo o que se nos apresenta.

Atenciosamente,



Rosimeire Cecília da Costa

Presidente do Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
5. ANÁLISE	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONACEN salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temosem 27/1/2026, no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade.
	em MW / UFV / EOL Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
6.28. Resumidamete, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	
	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

CONTRIBUIÇÃO ANACE

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2026

CONTRATAÇÃO DE NERGIA DE RESERVA DA UTE CANDIOTA III

Tema: UTE Candiota III – carvão mineral

Objetivo: colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva para a Usina Termelétrica de Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

ANACE – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA

A ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia ("ANACE") é uma pessoa jurídica de direito privado constituída na forma de associação sem fins lucrativos que tem por finalidade precípua a defesa dos interesses de seus representados e, nesta qualidade, busca oferecer junto aos organismos oficiais, autarquias e entidades representativas de classe, órgãos de defesa da concorrência, Poder Judiciário e Ministério Público, o mais amplo diálogo, acompanhando todas as medidas adotadas para segurança e sustentabilidade do Setor.

Cabe, nesta oportunidade, destacar a qualidade da representação da ANACE que agrega associados com mais 100.000 mil unidades de consumo, sendo esses, consumidores de energia elétrica sob o regime livre e regulado e cujas atividades comerciais e industriais exigem carga equivalente a 10.000 MW médios e concentram em torno de 150.000 empregos diretos.

Neste contexto, no patrocínio dos interesses de consumidores que têm a energia, em seu mais amplo sentido, como um componente estratégico de suas atividades-fim, a ANACE desenvolve, como uma das mais importantes atividades no rol de sua

representação, a avaliação constante dos impactos causados por medidas e aprimoramentos no arcabouço legal e infralegal.

I. DA URGÊNCIA ESTABELECIDA PELO MME NESTE PROCESSO

Antes de tecer seus comentários a respeito da minuta proposta pelo MME para a contratação de Energia de Reserva da UTE Candiota III, a ANACE manifesta estranheza diante dos prazos exíguos estabelecidos para as contribuições e a forma com que está sendo tratado esse processo de contratação.

A Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025 não determina prazo para que se inicie a contratação da energia de reserva das usinas a carvão, no caso Candiota III. Estabelece apenas vigência final até 2040;

O próprio MME admite que o processo foi deflagrado pela Carta nº 002/2026/J&F emitida pelo interessado e beneficiário do processo;

Na Nota Técnica se lê:

> *"...Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma minuta de CER para a UTE Candiota III. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de Consulta Pública para a submissão dessa minuta de CER e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível..."* .

Contudo, ao justificar a não aplicabilidade de análise de impacto regulatório a ANEEL, por meio da Nota Técnica tenta manifesta-se com suporte no Decreto nº 10.411/2020 e na Portaria Normativa nº 30/GM/MME/2021, dos quais se extarem as seguintes disposições:

> ***Decreto nº 10.411/2020***

"Art. 3º A edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional será precedida de AIR..

....

Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:

*I - **urgência;** (grifo nosso)*

*II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações **definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;***

*III - ato normativo considerado de **baixo impacto**; (grifo nosso)*

IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;

....

*§ 1º Nas hipóteses de dispensa de AIR, será elaborada nota técnica ou documento equivalente que fundamente a **proposta de edição ou de alteração do ato normativo**. (grifo nosso)*

Portaria Normativa nº 30/GM /MME/2021

Art. 16. A edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados pelo Ministério de Minas e Energia será precedida de AIR.

....

Art. 17. A AIR poderá ser dispensada pela autoridade competente pela edição da norma, nas hipóteses de:

I - urgência;

II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;

*III - ato normativo considerado de **baixo impacto**; (grifo nosso)*

A análise dos dispositivos transcritos, nos desperta dúvidas sobre as razões elencadas para fundamentar a dispensa da Análise do Impacto Regulatório. A regulamentação é expressa nos casos em que essa análise pode ser dispensada nos casos de urgência ou "baixo impacto", cujo objeto dessa Consulta Pública não nos parece ser o caso.

Além disso, a ANACE se mostra surpresa com o processo decisório do MME, iniciando o processo de contratação da UTE Candiota III, baseado por solicitação da empresa interessada, sem que houvesse uma análise prévia e independente da real necessidade do empreendimento para o sistema elétrico.

A ANACE considera essa ação inadequada na medida em que:

fere o princípio da impessoalidade: a atuação do poder público não deve se pautar apenas na demanda isolada de um agente privado, mas sim fundamentar-se por critérios técnicos e de interesse coletivo;

compromete a eficiência regulatória: sem avaliação da necessidade energética, dos custos envolvidos e da compatibilidade com a política energética nacional, corre-se o risco de contratar ativos que não conferem benefícios efetivos ao sistema;

enfraquece a credibilidade institucional: decisões baseadas em solicitações individuais, sem fundamentação técnica robusta, podem ser interpretadas como favorecimento ou captura regulatória, e

contraria a lógica de planejamento setorial: o setor elétrico exige planejamento integrado, considerando segurança energética, diversificação da matriz e impactos ambientais. Uma decisão isolada, motivada apenas por pedido do titular da outorga, desarticula esse planejamento.

II. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Nota Técnica que subsidia a Consulta Pública indica que a contratação será realizada por Contrato de Energia de Reserva a ser firmado com a CCEE, representando os consumidores e com custeio via encargo setorial, o que caracteriza repasse sistêmico para a tarifa/encargos de consumo.

Ausência de processo competitivo: ao optar pela contratação direta da UTE Candiota III, sem evoluir para a necessária concorrência, o MME deixou de avaliar outros agentes que poderiam oferecer condições mais vantajosas ou soluções mais adequadas às necessidades do sistema elétrico. Essa prática restringe a transparência e a eficiência do processo, além de comprometer a busca por alternativas que poderiam resultar em menor custo, maior confiabilidade ou menor impacto ambiental.

Compromisso de longo prazo e custo: a vigência da contratação compulsória até 31/12/2040 estabelece uma obrigação de longo horizonte, com baixa flexibilidade para reavaliar custos frente à evolução tecnológica e de preços no setor elétrico.

Inflexibilidade contratual: a proposta que fixa inflexibilidade anualizada de 181,669 MWmédios tende a cristalizar pagamentos independentemente das condições de despacho econômico e da evolução do mercado.

Preço de fornecimento: a Nota Técnica explicita que, para jan/2026, a referência de Preço de venda é de R$ 540,27/MWh, sendo R$ 427,95/MWh relativos ao combustível e R$ 112,32/MWh para demais itens. Isso evidencia o elevado impacto nos encargos suportados pelo conjunto de consumidores.

Do empreendimento: a UTE Candiota III é um empreendimento já totalmente amortizado, em estado próximo de obsolescência operacional, com características inaceitáveis para as condições e necessidades do SIN.

A ANACE, reiterando seu entendimento manifestado na Consulta Pública referente aos leilões de Reserva de Capacidade, registra que a contratação de usinas do tipo em discussão expõe os consumidores a vários riscos, na medida em que:

- os preços de combustível são elevados;
- essas usinas promovem pressão regulatória ambiental crescente;
- essas usinas pouco contribuem para flexibilidade operativa;
- essas usinas fornecem energia firme, mas sua baixa flexibilidade operacional oferece limitações para responder a picos de consumo ou à intermitência de renováveis; e
- a rampa de aumento ou diminuição de produção limita a eficiência do sistema em cenários críticos.

III. CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A MINUTA DE CONTRATO

Apresentamos a seguir os riscos estruturais da minuta CER Candiota III, explicitando como sua contratação pode afetar o consumidor e qual a sua implicação regulatório-operacional.

O CER estabelece que o VENDEDOR recebe uma parcela mensal da Receita Fixa e explicita que "o pagamento da RECEITA FIXA se dará independente do despacho de Candiota III".

- Implicação para o consumidor: remunera disponibilidade, mas enfraquece o vínculo mensal entre performance (entrega) e pagamento, deixando a proteção do consumidor dependente de penalidades *ex post* (ressarcimento anual) e de mecanismos de governança (auditoria/KPIs).

A minuta explicita que "o montante de ENERGIA não entregue não sujeitará o VENDEDOR à exposição financeira no MERCADO DE CURTO PRAZO".

- Implicação para o consumidor: em contratos convencionais, a exposição no MCP funciona como "incentivo/penalidade" imediata; aqui, o risco econômico da não entrega não recai sobre o VENDEDOR no curto prazo. Toda a disciplina de performance passa a depender do desenho de penalidades, controles e do timing dessas penalidades.

O ressarcimento por desvio negativo é apurado em janelas anuais (12 meses) e, quando devido, é pago no ano seguinte em 12 parcelas mensais.

- Implicação para o consumidor: existe um "gap" temporal relevante; o consumidor paga mensalmente mesmo com performance ruim no ano corrente e só recupera parte do dano depois, com defasagem e parcelamento. Isso pode reduzir a efetividade do incentivo e aumentar risco de custo sistêmico em caso de indisponibilidade justamente nos meses críticos.

O contrato atribui à CCEE a cobrança e recolhimento do EER e a gestão da CONER para pagamento da Receita de Venda e das penalidades apuradas.

- Implicação para o consumidor: como o fluxo é por encargo, qualquer fragilidade de incentivos/penalidades tende a virar custo sistêmico. Além disso, a minuta define até a "mora" como situação em que os recursos disponíveis na CONER são inferiores ao valor devido no mapa de liquidação, evidenciando a centralidade (e sensibilidade) do caixa da CONER.

A minuta prevê que a geração fora da ordem de mérito (CMSE/ONS) é liquidada no MCP e que a diferença entre a valoração pelo CVU e o liquidado ao PLD é paga via ESS.

- Implicação para o consumidor: além do custo via EER, pode haver custo adicional sistêmico associado ao ESS quando houver despacho fora do mérito por conta de não geração pela UTE Candiota III, ampliando o risco de "dupla cobrança" de encargos em cenários de CVU elevado e PLD baixo.

O CER permite sazonalizar a inflexibilidade contratual e também para modulá-la, dentro das regras e com declaração ao ONS. A obrigação de entrega é satisfeita pela energia classificada como Inflexibilidade Verificada pelo ONS.

- Implicação para o consumidor: a escolha de perfil de geração pode ser feita para atender prioridades do empreendimento, sem preocupação de otimização de custos para os consumidores. Essa prática pode aumentar custo sistêmico, por exemplo, por despacho fora do mérito por conta da sazonalização efetuada.

IV. CONTRIBUIÇÕES DA ANACE

Apresentamos a seguir alguns aprimoramentos contratuais recomendados para mitigar os principais riscos já identificados no CER Candiota III, sob a ótica de modicidade tarifária, entrega efetiva do benefício sistêmico e redução de riscos para o consumidor.

Retenção de receita por desempenho: inserir subcláusula após 7.3/7.3.1 prevendo que até 10% da parcela mensal da Receita Fixa fica retida em CONER e só é liberada após verificação da média móvel de 12 meses dos KPIs mínimos de disponibilidade, taxa de falhas/indisponibilidade, conformidade de SMF e obrigações operativas).

KPIs explícitos e auditáveis: criar KPIs de Disponibilidade e Confiabilidade com metas anuais; metas para média móvel anual; critérios de medição dos KPI's; auditoria e vínculo direto com: (i) liberação dos valores em garantia; e (ii) agravamento de penalidades.

Penalidade escalonada por reincidência: manter a fórmula do ressarcimento anual, mas inserir regra de agravamento automático do multiplicador em caso de reincidência: 1º ano com déficit: 1,15 (como está); 2º ano consecutivo: 1,25; 3º ano consecutivo: 1,35 (ou gatilho de resolução acelerada).

Plano corretivo obrigatório: no caso de haver déficit anual (EGcontrato < EC, apurado por inflexibilidade verificada), obrigar o vendedor a apresentar Plano de Ação (causa raiz, cronograma, medidas e metas), com acompanhamento trimestral. Havendo

reincidência sem cumprimento do plano, estabelecer condições de agravamento de penalidades até resolução do Contrato.

Antecipação financeira parcial do ressarcimento: atualmente o ressarcimento é quitado no ano subsequente em 12 parcelas. Inserir mecanismo de provisão mensal, de modo que ao longo do ano, se a trajetória indicar déficit relevante (ex.: abaixo de 90% do EC no acumulado), parte do ressarcimento passa a ser provisionada mensalmente, reduzindo risco de caixa para a CONER.

Cláusula para evitar aumento do ESS decorrente da declaração: mantendo o regramento de ESS, o contrato pode impor que, quando houver alternativas operativas equivalentes, o vendedor adote a declaração que minimize custo sistêmico esperado, com registro e rastreabilidade (auditável).

Diferimento de pagamento em racionamento de energia: o contrato determina que na ocorrência de racionamento, a remuneração da Usina não se altera. Inserir cláusula de diferimento temporário de parte da Receita Fixa durante o período de racionamento, com recomposição posterior, evitando pressão imediata sobre encargos, mas mantendo a obrigação contratual.

Garantia contratual (performance bond): atualmente o CER não exige "garantia de fiel cumprimento" explícita, mas a Receita Fixa inclui custos de "seguros e garantias" como componente conceitual. Exigir garantia (seguro-garantia/fiança bancária) em favor da CONER/CCEE, com: valor (ex.: % da RF anual); critérios de execução (inadimplemento, déficits recorrentes, resolução); recomposição obrigatória.

Carlos Augusto Faria

Presidente

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONERGE salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da Enel-CE com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: em MW / UFV / EOL Outorgadas 124,37 52,86 Fiscalizadas 20,15 34,75 Construção 4,66 1,36 Não Iniciada 99,56 16,66 Processos Tarifários: Empresa ENEL CE; Data 22/04/2025; Processo Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh 182.633; Valor 31.506.551; Data 01/04/2018; EOL MWh 694.619; Valor R$ 141.711.821; Data 01/04/2015
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtotal** e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no **1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL**. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato, do 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL, tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024 e resultou, contratualmente, para os consumidores cearenses desembolsos de R$ 586 milhões. Que mais uma vez, a exemplo da Térmica de Fortaleza, fazem enorme sacrifício.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da **UTE Candiota III** era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à **UTE Candiota III**, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores r**eferentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamete, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 216/26

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES – ABRACE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 216/2026

OBJETO: Colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III – UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

A ABRACE Energia, associação setorial que representa grandes consumidores de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro (SEB), apresenta abaixo suas considerações acerca da proposta de regulamentação de minuta de Contrato de Energia de Reserva para a Usina Termelétrica de Candiota III.

Introdução

A Lei nº 15.269/25, ao determinar a contratação de energia de Candiota 3, trouxe delimitação muito clara em vários aspectos, como a referência para o valor do

combustível atrelada ao CVU teto do leilão A–6 de 2019 e a inflexibilidade contratual definida a partir do consumo do montante de carvão mineral correspondente aos contratos anteriores.

Apesar de trazer essas condições de contorno, a lei mencionada ainda deixa espaço para avaliação das melhores condições nos temas que não aborda diretamente. Assim, as contribuições oferecidas pela ABRACE Energia buscam as oportunidades de contratação mais eficiente a partir da leitura estrita dos comandos legais.

Receita Fixa

O art. 3ºD da Lei 10.848/2004 define que o novo contrato a ser celebrado terá a receita fixa composta de duas parcelas, uma correspondente ao custo do combustível associado à inflexibilidade, cuja referência será o CVU do leilão A–6 de 2019, atualizado para o momento da assinatura do contrato, e uma parcela de demais itens atrelada especificamente ao valor correspondente a este parâmetro dos contratos originais. *In verbis*:

> *"Art. 3º–D. A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*
>
> *(...)*
>
> *§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II do caput deste artigo:*
>
> *(...)*
>
> *IV – terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:*
>
> *a) receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, que terá o valor unitário, em real por megawatt–hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A–6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*
>
> *b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:*
>
> *1. receita fixa vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*
>
> *2. média das receitas fixas vinculadas aos demais itens, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva*

garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e

c) receita variável, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. (...)"

Da leitura do trecho acima, não restam dúvidas de que a estrutura de Receita Fixa total = Receita Fixa de combustível + Receita Fixa demais itens se refere à nova contratação, com destaque para o fato de que não há nenhuma diretriz na lei que permita estender essa estrutura para aplicá-la aos contratos antigos, que servirão de referência para definir o valor da receita fixa demais itens do novo contrato.

Conforme reconhecido na nota técnica que subsidia a discussão desta consulta pública, não existe, nos contratos originais, nenhuma parcela de receita fixa demais itens, de modo que a leitura mais plausível da lei é a estrita, em que se define a receita fixa demais itens do novo contrato com valor nulo.

Não cabe, por interpretação da estrutura do novo contrato, disposta em lei, aplicar por analogia uma estrutura contratual que não existe nos contratos antigos que servirão de referência para a definição da receita fixa demais itens. Assim, a ABRACE Energia contribui para definição da receita fixa contratual com valor idêntico à receita fixa de combustível, considerando que a parcela de receita fixa demais itens deve, necessariamente, ser igual a zero em leitura rigorosa das disposições legais.

Importa ressaltar que a metodologia proposta na nota técnica para calcular a receita fixa demais itens, inexistente nos contratos antigos, não observa a própria definição que pretende adotar para inferir o que poderia ser a parcela correspondente aos demais itens, pois inclui na parcela de receita fixa total original do contrato o valor correspondente ao reembolso da CDE à usina (R$ 79,69/MWh (referência dez/22), montante destinado exclusivamente ao reembolso da compra de combustível adquirido e portanto não integrante formal da Receita Fixa original do contrato.

Além disso, cabe ressaltar que originalmente o CCEAR de Candiota III não trazia um CVU associado ao combustível e que esse assunto foi objeto de extenso debate entre 2013 e 2022, na ANEEL, para a definição do que poderia ser o CVU associado ao combustível do contrato. Esses fatos são evidência de que os contratos antigos possuem estrutura muito distinta da dos novos contratos e que não cabe tentar

aplicar em retrospecto as diretrizes legais para o novo contrato para tentar extrair uma referência que simplesmente não existia nos contratos anteriores.

Compromissos contratuais

A minuta de contrato apresentada nesta consulta pública prevê que a geração que ocorrer fora da ordem de mérito por solicitação do CMSE ou do ONS será remunerada pelo CVU da usina, adicionalmente ao valor de receita fixa definida pelo contrato – os recursos serão do ESS. Pelo texto da minuta em discussão, entende-se que essa remuneração adicional será devida até mesmo quando ainda houver energia para ser entregue no âmbito do contrato de energia de reserva naquele ano.

Este descasamento é possível porque o gerador, conforme sua conveniência, poderá alocar livremente a inflexibilidade contratual, ou seja, dentro do período de apuração, de um ano, o gerador terá liberdade para decidir como será a entrega desta energia. A ABRACE Energia entende que um aprimoramento capaz de reduzir o custo desta contratação para os consumidores está em alocar a geração fora da ordem de mérito como entrega da energia dentro do contrato de reserva, e só após se verificar a entrega de toda a energia contratada no ano, que a geração adicional seja remunerada por ESS.

Conclusão

Diante do exposto, a **ABRACE Energia contribui para**:

- Definição da receita fixa contratual com valor idêntico à receita fixa de combustível, considerando que a parcela de receita fixa demais itens deve, necessariamente, ser igual a zero em leitura rigorosa das disposições legais.
- Alocação da geração fora da ordem de mérito como entrega da energia dentro do contrato de reserva, e só após se verificar a entrega de toda a energia contratada no ano, que a geração adicional seja remunerada por ESS

A ABRACE Energia coloca-se à disposição para colaborar com a evolução desse processo regulatório e reforça a importância de uma abordagem equilibrada, garantindo uma contratação eficiente e aderente aos parâmetros definidos em lei.

Senhores (as), entendo que o governo precisa se precaver quanto à necessidade de energia. No entanto, é absurdo os governos continuarem investindo em energia a partir do carvão diante do alarmante e cada vez maior impacto que o próprio Brasil tem sofrido com as mudanças climáticas. Sou moradora de Canoas, uma das cidades que mais sofreu com a enchente do RS em 2024. Já morei em outras cidades onde também passei por enchente, vendavais, granizo e sei o quanto eu preciso me precaver devido às mudanças climáticas, por exemplo escolhendo a moradia, garantindo que necessito de dinheiro para eventual perda de móveis e mesmo a casa (porque agora está comum o Rio Grande do Sul ter tornados). Não tenho mais carro e uso, diariamente, transporte público para me locomover (2 horas para ir e 2 horas para voltar do trabalho em Campo Bom, outra cidade atingida na enchente de 2024). Não ter carro foi uma decisão em prol do ambiente e da sociedade. Mas e as decisões de governo? Nos impactam diretamente! Especialmente aqueles com menor poder aquisitivo! Portanto, sejam um governo coerente com as metas assinadas pelo Brasil quanto aos compromissos climáticos! Fora o absurdo que seria pago, gerando ou não energia elétrica. Por favor, FAÇAM HISTÓRIA ao acabar com o uso do carvão no Brasil!

Rolim Metalúrgica.
Paulo Rolim & Cia Ltda. CNPJ: 08.943.530/0001-85.
Rua João Leivas de Carvalho, 210 - São José - Canoas/RS – CEP: 92.420-250 - Fone/Fax: (51) 3785-6981
metalurgicarolim@yahoo.com.br

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONEDPES - Conselho de Consumidores da Espírito Santo Distribuição de Energia SA - EDP-ES

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONEDPES - Conselho de Consumidores da Espírito Santo Distribuição de Energia SA - EDP-ES

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONEDPES salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da EDP-ES com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: **em MW** / **UFV** / **EOL** Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66 Processos Tarifários: Empresa: EDP ES; Data: 07/08/2024; Processo: Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: LFV MWh: 152.008; Valor: 30.239.505; Data: 01/12/2017; EOL MWh: 557.032; Valor R$: 94.170.229; Data: 01/12/2017 Sobrecontratação MWh: 284.661 Energia Vendida MWh: 6.252.842 %: 5%
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtotal** e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONEDPES - Conselho de Consumidores da Espírito Santo Distribuição de Energia SA - EDP-ES

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no **1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL**. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato, do 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL, tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024 e resultou, contratualmente, para os consumidores capixabas desembolsos de R$ 706 milhões.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da **UTE Candiota III** era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à **UTE Candiota III**, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores r**eferentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamente, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: CONEDPES - Conselho de Consumidores da Espírito Santo Distribuição de Energia SA - EDP-ES

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

A proposta do Ministério de Minas e Energia (MME) de ampliar subsídios às usinas termelétricas a carvão por meio da criação de uma receita fixa representa um grave equívoco e atraso na política energética brasileira. Na prática, esse mecanismo garante remuneração às usinas termelétricas mais poluentes do país, transferindo para os consumidores os riscos econômicos e para a população os custos e os riscos ambientais e financeiros associados à continuidade de uma fonte energética poluente e cada vez menos competitiva. Ou seja, a sociedade passa a pagar para manter em operação empreendimentos caros, ineficientes e altamente poluentes.

Esse tipo de subsídio perpetua a dependência de uma fonte energética que está em declínio no mundo inteiro. Enquanto diversos países aceleram o abandono do carvão para cumprir metas climáticas e reduzir emissões de gases de efeito estufa, o Brasil caminha na direção oposta ao assegurar volumosos recursos públicos para sustentar uma tecnologia ultrapassada. Isso contraria compromissos climáticos assumidos internacionalmente e enfraquece a credibilidade do país na agenda ambiental.

Além disso, a receita fixa distorce o funcionamento do setor elétrico ao privilegiar artificialmente determinadas usinas, em vez de incentivar fontes mais eficientes. Recursos que poderiam impulsionar a transição energética justa e popular acabam sendo direcionados para prolongar a vida útil de ativos poluentes.

Do ponto de vista social e econômico, a ampliação desse subsídio também é injusta: encarece a conta de luz da população e reduz a capacidade de investimento em políticas alternativas para o desenvolvimento das regiões carboníferas. Em vez de prolongar o ciclo do carvão com dinheiro público, o país deveria priorizar uma transição energética justa e popular, planejada e orientada para o futuro.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II do caput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022*** *, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedente* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O COCEN CPFL Piratininga salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da CPFL Piratininga com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: **em MW** / **UFV** / **EOL** Outorgadas: 124,37 / 52,86 Fiscalizadas: 20,15 / 34,75 Construção: 4,66 / 1,36 Não Iniciada: 99,56 / 16,66 Processos Tarifários: Empresa: CPFL Piratininga; Data: 23/10/2024; Processo: Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh: zero; Valor: zero; Data: zero; EOL MWh: 641.124; Valor R$: 135.261.253; Data: 01/11/2014 Sobrecontratação MWh: 1.388.742 Energia Vendida MWh: 7.647.330 %: 18%
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtota**l e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

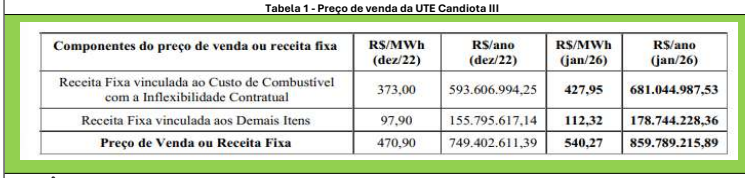
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Receita Fixa do CCEAR	
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa: **R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da UTE Candiota III era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à UTE Candiota III, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores** referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamente, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	
	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
DA VIGÊNCIA DA OUTORGA	
6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:	
*§ 5º A **União** prorrogará por **25 (vinte e cinco) anos as outorgas** das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.	
DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE	
6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP)** e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100	
7. DA MINUTA DO CONTRATO	
7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.	
7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.	
7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**	
8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO	
8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**	
8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.	
8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por o**bjetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.	
9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA	
9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.	
9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):	
***Art. 1º** Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*	
Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.	
***Art. 2º** As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*	
***Art. 3º** Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*	
10. CONCLUSÃO	
10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.	
10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**	
11. ANEXOS	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL PIRATININGA - Conselho de Consumidores da CPFL PIRATININGA

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e	
11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).	
Documento assinado eletronicamente por	
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O CONERGE salienta também que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da Enel-CE com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: em MW / UFV / EOL Outorgadas 124,37 52,86 Fiscalizadas 20,15 34,75 Construção 4,66 1,36 Não Iniciada 99,56 16,66 Processos Tarifários: Empresa ENEL CE; Data 22/04/2025; Processo Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh 182.633; Valor 31.506.551; Data 01/04/2018; EOL MWh 694.619; Valor R$ 141.711.821; Data 01/04/2015
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtotal** e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no **1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL**. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato, do 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL, tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024 e resultou, contratualmente, para os consumidores cearenses desembolsos de R$ 586 milhões. Que mais uma vez, a exemplo da Térmica de Fortaleza, fazem enorme sacrifício.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da **UTE Candiota III** era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à **UTE Candiota III**, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores r**eferentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamete, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

> *§ 5º A* ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

> ***Art. 1º*** *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*
>
> *Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.*
>
> ***Art. 2º*** *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*
>
> ***Art. 3º*** *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	

Ofício nº 5688/2026

Brasília-DF, 09 de março de 2026

Consulta Pública MME nº 216, de 27 de fevereiro de 2026

Ao Ministério de Minas e Energia (MME)
Esplanada dos Ministérios - Bloco U
Brasília - DF
CEP: 70065-900

Ref.: Consulta Pública MME nº 216/2026 - Número do processo: 48340.000195/2026-19

Prezados(as),

O **INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA**, entidade de utilidade pública federal (Portaria Nº 1.735/ 2012), membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA (Portaria GM/MMA Nº 513/ 2025) e Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH (Portaria MIDR Nº 2.867/ 2024), inscrita no CNPJ sob o nº. 04.803.949/0001-80, com sede nacional na Av. Rabelo, nº 26-D, Vila Planalto, Brasília/DF, CEP 70804-020. Consolidada há mais de três décadas por uma equipe multidisciplinar de cientistas, advogados, economistas, gestores urbanos, engenheiros, urbanistas e ambientalistas, cuja atuação fundamenta-se no art. 225 da Constituição Federal.

Vem apresentar contribuição formal (Apêndice I) à Consulta Pública MME nº 216/2026 , vinculada ao processo nº 48340.000195/2026-19. Consulta esta que versa sobre o recebimento de sugestões acerca da Avaliação de minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para contratação da Usina Termelétrica Candiota III em atendimento ao art. 3º-D da

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

Representante legal: PhD. Juliano Bueno de Araújo - Diretor Presidente do Instituto Internacional ARAYARA
E-mail: juliano@arayara.org

Responsável pelo envio: Urias de Moura Bueno Neto
E-mail: urias.neto@arayara.org

Atenciosamente,

gov.br Documento assinado digitalmente
URIAS DE MOURA BUENO NETO
Data: 09/05/2026 10:58:46-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Urias Neto
Gerente de Meio Ambiente
Instituto Internacional ARAYARA

APÊNDICE I - CONTRIBUIÇÃO PARA A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2026
CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA - CER DE CANDIOTA III

Autores: Urias Neto - Gerente de Meio Ambiente
Daniela Barros - Coordenadora de Projetos e Clima
John Würdig - Gerente de Transição Energética

Apesar de serem regramentos distintos, a Lei Federal nº 14299/2022 e a Lei Federal nº 15269/2025, ambas as leis têm o mesmo intuito: Realizar a contratação das usinas termelétricas movidas a carvão nacional na forma de energia de reserva. Enquanto que no Relatório EPE/DEE/SGR/069/2024-R2 (Anexo I), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), realizou o levantamento e a relação de todos os custos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), a NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE traz de forma simplificada o valor de receita fixa de contratação da usina de Candiota III.

A metodologia de cálculo utilizada pela EPE permite minimamente verificar a composição do preço de contratação, diferente da utilizada pelo MME, que considera: (i) o montante de carvão a partir da compra mínima; (ii) consumo unitário de carvão (t/MWh); (iii) o valor do Custo Variável Unitário (CVU) para carvão mineral no Leilão A-6/2019 reajustado para o valor atual. Adicionalmente, o formato de remuneração proposto pelo MME, compreende a totalidade de energia gerada, sem considerar: (i) consumo interno; (ii) perdas internas; (iii) perdas para a rede básica; premissas estas utilizadas pela EPE.

A divergência entre as metodologias retira a isonomia que deveria estar presente para ambos empreendimentos (CTJL e Candiota III), que deveria estar presente, dado o mesmo objetivo entre ambas as leis. Em novembro de 2025, o Instituto Internacional ARAYARA, realizou o estudo "A SOBREVIDA DO CARVÃO MINERAL BRASILEIRO" (Anexo II), no qual foram projetados os custos de contratação das usinas a carvão nacional, com base no PLC nº10/2025 que foi convertido na Lei Federal nº 15269/2025.

Com base na metodologia da EPE para CTJL, utilizando dados oficiais fornecidos por entidades do governo ou dos proprietários das usinas, trouxemos com extrema preocupação

os impactos financeiros devido à contratação das usinas, aliados aos impactos climáticos e ambientais. No documento chegamos a valores inferiores aos valores propostos pelo MME, conforme a Tabela 1. A diferença na energia mínima contratada diverge significativamente, pois utilizamos a média dos valores entre 2020 e 2024 da energia gerada (base ONS) pela quantidade carvão consumida anualmente (base CCEE), enquanto o ministério utilizou um valor disponibilizado pela CCEE.

Tabela 1 - Comparação entre os valores obtidos para receita fixa de Candiota III

Dado	ARAYARA.org (2025)	MME (2026)	Variação (%)
Compra mínima (t)	1.200.000	1.200.000	0
Consumo unitário de carvão (t/MWh)	0,871958177	0,965437454	10
Energia mínima contratada (MWh/ano)	1.161.804,74	1.591.420	37
Preço de contratação (R$/MWh)	518,48	540,27	4
Receita Fixa (R$/ano)	602.372.520,07	859.789.215,89	43

Fonte: Instituto Internacional ARAYARA

Nesse sentido, os valores finais considerando apenas a receita mínima, serão muito mais elevados tanto considerando que os valores não sejam ajustados (RFM) e considerando que anualmente os valores sejam reajustados com base no aumento do CVU de Candiota III entre 2020 e 2024 (RAFM), desconsiderando possíveis receitas variáveis, de forma objetiva, geração de energia para além da compra mínima (Tabela 2). Tais valores podem onerar ainda mais a Conta de Contratação de Energia de Reserva (CONER), consequentemente o bolso do brasileiro.

Tabela 2 - Comparação entre a receita fixa e ajustada para a remuneração de Candiota III de 2026 a 2040 considerando a energia gerada com base na compra mínima de carvão

Receita projetada (2026 a 2040)	ARAYARA.org (2025)	ARAYARA.org com base em MME (2026)
Receita fixa com base na energia mínima - RFM (Milhões R$)	9.035,59	12.896,84
Receita ajustada com base na energia mínima - RAFM (Milhões R$)	14.131,95	35.552,80

Fonte: Instituto Internacional ARAYARA

Em escala nacional, chama atenção o caso dos chamados "jabutis" inseridos na Lei nº 15.097/2025, conhecida como Lei das Eólicas Offshore. Embora o objetivo original da legislação fosse regulamentar a geração de energia eólica em alto-mar, dispositivos incluídos durante a tramitação não guardam relação direta com o tema. Entre eles, destaca-se a extensão do prazo para contratação de usinas a carvão mineral até 2050, acompanhada do retorno de subsídios a essa fonte altamente poluente. Na prática, essa medida representa não apenas um retrocesso ambiental, mas também um compromisso financeiro que recai diretamente sobre o bolso dos brasileiros.

O Instituto ARAYARA e a Frente Nacional dos Consumidores de Energia (FNCE) alertam que com a derrubada dos vetos no Congresso Nacional (e manutenção dos "jabutis"), somente os custos relacionados à geração térmica a carvão podem ultrapassar R$ 90 bilhões até 2050, valor que tende a ser repassado às tarifas de energia, pressionando ainda mais a conta de luz paga pelos consumidores.

Além disso, a usina de Candiota III é uma usina extremamente problemática do ponto de vista ambiental, apresenta um histórico recorrente de violações nos padrões definidos na Licença de Operação para as emissões de poluentes atmosféricos (Anexo III); Acumula mais de R$ 233 milhões em multas ambientais (Anexo III). Destaca-se a Nota Técnica nº 8/2025/COERT/CGTEF/DILIC, cujo próprio órgão ambiental competente reconhece o histórico de descumprimento ao Plano de Gestão Ambiental, além do histórico de violações dos limites de emissões determinados em Resolução CONAMA para efluentes gasosos e líquidos do empreendimento.

Corroboradas pela denúncia realizada à ANEEL, ONS e CCEE, no âmbito do processo administrativo ANEEL nº 48500.015061/2025-23, onde o Instituto ARAYARA pontuou ao menos dez acontecimentos de infrações ambientais e violações da Licença Ambiental de Operação. Bem como, o objeto de Ação Civil Pública (ACP) movida pelo Instituto ARAYARA ainda em 2025, no âmbito do processo nº 5007143-39.2025.4.04.7110.

Além de outra ACP em tramitação desde 2023, movida pelo Instituto Preservar, Associação Gaúcha de Proteção ao Ambiente Natural - AGAPAN e Núcleo Amigos da Terra, no âmbito do processo nº 5050920-75.2023.4.04.7100, a qual apontam-se entre diversas

problemáticas, que ao longo dos anos (2009 a 2023) não foram tomadas medidas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) das usinas termelétricas movidas a carvão mineral do estado do Rio Grande do Sul, com plano de Transição Energética Justa (TEJ), o que resulta na inefetividade das normas climáticas nacionais e internacionais.

Ademais, destaca-se que para além das violações apresentadas anteriormente, o contexto da usina de Candiota III apresenta um histórico de outras problemáticas socioambientais, citados em estudos como "UTE CANDIOTA 2050: O FUTURO INSUSTENTÁVEL DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO CARVÃO MINERAL SUBSIDIADO" e "A SOBREVIDA DO CARVÃO MINERAL BRASILEIRO", ambos de autoria do Instituto ARAYARA, apontam em resumo para problemáticas como: poluição atmosférica; chuvas ácidas que chegaram a atingir o Uruguai; episódios de estresse hídrico com severas perdas econômicas na agricultura e pecuária leiteira; episódios de desastres ambientais, agravados pelas mudanças climáticas; além de diversos impactos na saúde da população da região.

Do ponto de vista desta última problemática, o ARAYARA.org, lançará no dia 25 de março de 2026, um estudo em parceria com outra organização não governamental internacional, sobre os impactos na saúde da população em decorrência da poluição atmosférica gerada pela UTE Candiota III, que somados aos múltiplos impactos das atividades de mineração do carvão, amplamente documentado no Monitor do Carvão Mineral, os incentivos a essa fonte de energia intensificam uma série de efeitos socioambientais negativos, ampliando custos sociais, ambientais e econômicos que, em última instância, recaem sobre toda a sociedade.

Dessa forma, outro ponto relevante é que a EPE considerou a necessidade e valores das ações ambientais na composição do preço de contratação de CTJL, pois as atividades vinculadas à operação de empreendimentos com essas tipologias e dimensões demandam uma série de procedimentos de cunho socioambiental. Ações essas impostas por forças das Licenças Ambientais de Operação, mas também derivadas de manuais e procedimentos ambientais internos. Tais valores das ações ambientais foram incluídos no montante total de

investimentos (CAPEX) e ficou acordado que o IPCA deveria ser utilizado como índice para correção monetária do valor do CAPEX.

A título de comparação, através de um levantamento realizado por uma empresa de Consultoria especializada, houve-se a avaliação dos valores estipulados, comparando-os com os praticados pelo mercado. Onde neste caso, para CTJL foram consideradas a necessidade das ações adotadas e previstas: Gestão Ambiental; Sistema de Monitoramento Ambiental; Programa de Educação Ambiental; Controles de Pragas, Limpeza de Fossas e Caixa d'água, bem como vistoria de pátios; Inventário das Emissões de gases de efeito estufa (GEE); Levantamentos Ambientais de Fauna e Flora; Monitoramento de Emissões Atmosféricas; Gerenciamento de Resíduos Sólidos; e Monitoramento de Água e Efluentes.

O complexo termelétrico Candiota, que conta além de Candiota III, a usina Candiota II, esta fechada por uma ação judicial devido à danos ambientais, ainda não foi desmobilizada ou descomissionada, como consta também na Nota Técnica nº 8/2025/COERT/CGTEF/DILIC a necessidade de apresentação de cronograma de execução de descomissionamento para as antigas fases da usina. Adicionalmente, não está prevista a desmobilização de Candiota III nas receitas da usina até 2040. Acreditamos que tais valores também fossem incluídos.

Adicionalmente, considerando o histórico de operação da usina nos últimos 5 anos (ONS), esta permaneceu indisponível para o sistema cerca de 32% do tempo. Portanto, vemos que há necessidade de revisar os 10% de parada obrigatória e avaliar um critério mais abrangente de indisponibilidade.

Com base neste documento, sugerimos que:

1. **A EPE seja responsável pelo estudo para definir o preço de contratação de Candiota III nos moldes do Relatório EPE/DEE/SGR/069/2024-R2;**

2. **A margem de lucro do proprietário de Candiota III seja reduzida, a fim de custear a recuperação ambiental dos danos relacionados à UTE, bem como sua desmobilização ao término do contrato.**

3. **Avaliação dos impactos tarifários na Conta de Energia de Reserva (CONER), com divulgação pública dos custos totais projetados até o final do período contratual e seus reflexos na tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores.**

4. **Incorporação obrigatória dos custos socioambientais na estrutura de contratação, à semelhança do modelo adotado pela EPE para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, incluindo no mínimo programas de gestão ambiental, monitoramento de emissões atmosféricas, monitoramento de recursos hídricos, inventários de gases de efeito estufa e gerenciamento de resíduos.**

5. **Inclusão dos custos de descomissionamento e desmobilização das usinas na modelagem econômico-financeira da contratação, especialmente considerando o histórico de passivos ambientais do Complexo Termelétrico de Candiota e a ausência de previsão desses custos nas projeções até 2040. A desmobilização deve ser como obrigação contratual.**

6. **Condicionamento da contratação à comprovação de regularidade ambiental plena, considerando o histórico de infrações ambientais, descumprimento de condicionantes de licenças e processos administrativos e judiciais envolvendo a usina de Candiota III.**

7. **Compatibilização das políticas de contratação de energia de reserva com as metas climáticas nacionais e compromissos internacionais assumidos pelo Brasil, evitando a ampliação de subsídios e contratos de longo prazo para fontes altamente emissoras de gases de efeito estufa.**

8. **Inserir um critério de penalização dada a indisponibilidade da usina para o sistema caso não consiga entregar a quantidade mínima contratada.**

9. **Apresentar uma data para o descomissionamento da Usina Termelétrica de Candiota III, conforme a LEI Nº 15.269, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2025 em**

seu CAPÍTULO II - DO SETOR ELÉTRICO no Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

10. **Que o Ministério de Minas e Energia leve em consideração as inúmeras reportagens e matérias veiculadas na mídia alertando sobre os riscos da inclusão das termelétricas a carvão mineral na Medida Provisória 1304 que foi sancionada através da LEI Nº 15.269, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2025, conforme no Anexo IV.**

ANEXO I - Relatório Técnico EPE/DEE/RE-069/2024-R2



RELATÓRIO

CÁLCULO DO PREÇO DE CONTRATAÇÃO DO COMPLEXO TERMELÉTRICO DE JORGE LACERDA (CTJL)

LEI Nº 14.299/2022
PORTARIA Nº 768/GM/MME/2024

AGOSTO DE 2024

Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Renato Haddad Simões Machado

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Mariana de Queiroz Andrade

Equipe Técnica

Caio Monteiro Leocádio

Daniel Silva Moro

Gustavo Naciff de Andrade

Hermes Trigo da Silva

Nathália Tavares

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

Área de Estudo **Geração de Energia**		
Estudo **Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL)**		
Revisões	*Data de emissão*	*Descrição sucinta*
r0	08/2024	Emissão original
r1	09/2024	Atualizações: - Alteração textual nos itens 2, 3.5, 3.6, 5 e 7; - Revisão dos anexos e suas numerações.
r2	01/2025	Atualizações solicitadas por meio do Ofício nº 248/2024/SE-MME - Alteração nos itens 2, 3.6.1, 3.7.4, 3.7.6, 5, 6 e 7; - Revisão dos anexos e suas numerações.

VALOR PÚBLICO

NESTE DOCUMENTO, É DESCRITA A METODOLOGIA, OS DADOS UTILIZADOS PARA CÁLCULO, E O VALOR RESULTANTE DO PREÇO DE CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELO COMPLEXO TERMELÉTRICO JORGE LACERDA (CTJL), DANDO CUMPRIMENTO À LEI Nº 14.299, DE 5 DE JANEIRO DE 2022, E À PORTARIA Nº 768/GM/MME, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2024, ASSIM COMO TAMBÉM É APRESENTADA ANÁLISE REFERENTE À MODICIDADE TARIFÁRIA.

COMO DESCRITO NA PORTARIA, Nº 768/GM/MME, O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA IRÁ REALIZAR CONSULTA PÚBLICA ABRANGENDO ESTE RELATÓRIO TÉCNICO E A MINUTA DE CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA, ELABORADA PELA ANEEL.

COM ISSO, A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) VISA CONTRIBUIR PARA A TRANSPARÊNCIA DO PROCESSO DE CÁLCULO DO PREÇO PARA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA DO CTJL E REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário Nacional Energia Elétrica
Gentil Nogueira de Sá Júnior

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Vitor Eduardo de Almeida Saback

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Pietro Adamo Sampaio Mendes

epe

Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

http://www.epe.gov.br

Sumário

1. Introdução 7
2. Plano de trabalho 10
3. Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo 13
4. Descrição da metodologia do cálculo do preço 37
5. Resultados obtidos 39
6. Análise de Modicidade Tarifária 40
7. Considerações finais 46
8. Referências 48

1. Introdução

O Programa de Transição Energética Justa (TEJ), criado através da Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, estabelece em seu artigo 4º a contratação da energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) na modalidade energia de reserva em quantidade correspondente ao consumo mínimo de carvão mineral nacional, conforme contratos vigentes na data de publicação da Lei, conforme segue:

> *É criado o Programa de Transição Energética Justa (TEJ), com vistas a promover uma transição energética justa para a região carbonífera do Estado de Santa Catarina, observados os impactos ambientais, econômicos e sociais e a valorização dos recursos energéticos e minerais alinhada à neutralidade de carbono a ser atingida em conformidade com as metas definidas pelo Governo Federal, que incluirá também a contratação de energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), na modalidade energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.*

Conforme disposto no artigo 4º, parágrafo segundo a implementação do TEJ seria realizada por meio do "Conselho do TEJ", que contaria com representantes de órgãos e entidades, dentre eles a Casa Civil da Presidência da República, com poder de coordenação, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente. Em seu terceiro parágrafo, é estabelecido que se torna competência do Conselho do TEJ: "*estabelecer, em até 12 (doze) meses da publicação desta Lei, o Plano de Transição Justa, com ações, indicação dos responsáveis dentro das competências de cada parte, prazos e, quando couber, fontes de recursos*".

O artigo 6º da Lei 14.299, de 2022, descreve que a prorrogação da outorga de autorização do CTJL fica condicionada, mas não somente, a:

> *III - contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL na modalidade de energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, por meio de Contrato de Energia de Reserva elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, ao preço calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.*

A indicação dos responsáveis, das competências e dos prazos do processo de contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL foi realizada em 5 de fevereiro de 2024, através da publicação da Portaria GM/MME nº 768. Em seu texto, a referida Portaria estabelece as diretrizes necessárias ao cálculo do preço e à elaboração do Contrato de Energia de Reserva, para a contratação do CTJL. Especificamente quanto ao cálculo do preço de contratação, fica exigido que sejam observados minimamente:

> *I - os custos de operação e de manutenção do CTJL serão aqueles vinculados à atividade de geração de energia elétrica, incluindo os custos administrativos inerentes;*
>
> *II - o preço do carvão mineral nacional, nos termos dos §§ 2º e 3º deste artigo;*
>
> *III - o preço dos combustíveis secundários publicado mensalmente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, das revendedoras no Estado de Santa Catarina;*
>
> *IV - a compra mínima de carvão mineral nacional na quantidade estipulada nos contratos vigentes em 5 de janeiro de 2022, nos termos do inciso III do § 1º do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022;*
>
> *V - o consumo específico médio realizado pelo CTJL no período de cinco anos até 2022, consubstanciado por meio de Relatório Técnico elaborado pelo agente responsável do CTJL;*
>
> *VI - os valores de investimentos considerados necessários e prudentes, conforme avaliação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a serem realizados no CTJL para fins de manutenção da vida útil da usina para quinze anos de operação comercial, bem como o cronograma físico-financeiro de desembolso previsto;*
>
> *VII - a participação de capital próprio e de terceiros para a realização dos investimentos de que trata o inciso VI;*
>
> *VIII - os custos dos Contratos de Conexão e de Uso do Sistema Elétrico;*

IX - os custos setoriais vinculados à associação ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

X - os custos vinculados ao licenciamento ambiental do CTJL;

XI - os tributos federais, estaduais e municipais vinculados ao CTJL e à comercialização da energia elétrica produzida;

XII - os encargos relativos ao setor elétrico devidos pelo CTJL; e

XIII - as informações sobre consumo, custo, encargos, impostos, características do combustível e a disponibilidade de reservas para suprimento da usina.

Foram definidas as atribuições da EPE no processo de cálculo do preço de contratação da energia gerada pelo CTJL, conforme o texto constante na Portaria:

I - publicar instruções contendo, no mínimo, o detalhamento das informações para fins de obtenção dos valores referenciais para cálculo do preço de energia de reserva do CER, observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional nos termos do art. 2º desta Portaria;

II - estabelecer o prazo máximo para recebimento das informações, bem como eventuais subsídios complementares, e comunicar ao agente responsável pelo CTJL;

III - avaliar a documentação disponibilizada pelo agente responsável pelo CTJL e solicitar informações, documentos e pareceres adicionais, além de promover diligências com esse agente com vistas à complementação das análises necessárias à realização do cálculo do preço de que trata o art. 2º; e

IV - emitir Relatório Técnico contendo as análises realizadas e os resultados obtidos para cálculo do preço que trata o art. 2º, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária, conforme o inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022.

Ressalta-se que, conforme o texto da Portaria, a emissão do Relatório Técnico está condicionada à apresentação, por parte do agente responsável pelo CTJL, de toda a documentação completa dentro do prazo estabelecido pela EPE. Também é mencionado que os documentos e análises realizadas pela EPE tem a finalidade única e exclusiva de compor o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL.

Ao agente responsável pelo CTJL (Diamante Geração de Energia Ltda.), por sua vez, fica atribuída a responsabilidade de:

I - fornecer tempestivamente todas as informações e documentos necessários para viabilizar os cálculos dos valores referenciais de que trata a Lei nº 14.299, de 2022, em conformidade com as instruções a serem publicadas, bem como eventuais subsídios complementares que considere pertinentes;

II - garantir a comprovação das informações prestadas, por meio de empresas de engenharia, advocacia, contabilidade e auditoria independentes, com experiências comprovadas, não participante da estruturação e projeto técnico, jurídico e financeiro na qualidade de acionistas;

III - apresentar os contratos para prestação de serviços e fornecimento; e

IV - informar a classificação a ser observada do sigilo das informações encaminhadas, sempre que pertinente.

Com a apresentação da estrutura legal que fundamenta este documento, fica claro que sua finalidade é assegurar a transparência do processo, especificamente em relação às atividades realizadas pela EPE, com o objetivo de definir o preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo CTJL.

Embora o cálculo de preços de contratação de energia não seja uma atividade típica da EPE, conforme a Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004, que criou a Empresa de Pesquisa Energética, essa tarefa é executada com base na experiência em estudos semelhantes. Um exemplo é o cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR), ou preço-teto, dos leilões de compra de energia, conforme Art. 20 do Decreto nº 5.163/2004:

Os editais dos leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no que couber, o seguinte: (...) X - valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.

Porém, nesses casos, o preço “real” da energia contratada é revelado pelo processo competitivo do certame, o que não ocorrerá nesse processo. Isso ressalta a complexidade envolvida na execução do estudo realizado pela EPE. Por essa razão, ao longo do relatório, são apresentados comentários e ressalvas que destacam os pontos críticos para o cálculo, garantindo a manutenção da qualidade técnica dos estudos desenvolvidos pela EPE.

Este documento apresenta as análises realizadas a partir da documentação recebida pelo agente responsável pelo CTJL (Diamante Geração de Energia Ltda.). Nele, são detalhados os dados utilizados no cálculo, os resultados obtidos e a análise de modicidade tarifária, conforme exigido na Lei 14.299/2022, anteriormente mencionada. Além disso, foi incluído neste relatório, visando garantir transparência no processo, o plano de trabalho desenvolvido, apreciado e validado pelo MME. Foram anexados, ainda, documentos e informações relevantes recebidas, enviadas e/ou registradas durante os processos de análise e de cálculo realizados pela EPE, além de um breve histórico das interações de cunho técnico entre a Empresa, o agente responsável e as instituições relacionadas à contratação do CTJL.

Por último, cabe mencionar que, conforme descrito no Art. 7º da Portaria nº 768/GM/MME/2024, o Ministério de Minas e Energia deverá realizar Consulta Pública abrangendo este Relatório Técnico elaborado pela EPE.

2. Plano de trabalho

O cronograma com as principais atividades a serem realizadas por todas as instituições envolvidas no processo de contratação do CTJL foi encaminhado pelo MME, no final do mês de abril, e é mostrado na Figura 1.

Atividades	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25
Portaria MME 768/2024												
Diretrizes para envio de documentos												
Envio dos documentos												
Cálculo do preço do combustível												
Minuta do CER												
Envio do preço do combustível												
Cálculo do preço CTJL												
Regras de Comercialização												
Consulta Pública CER e preço												
Orçamento CONER 2025												
Assinatura CER												
Contratação na modalidade Energia de Reserva												

Legenda:	
	MME
	EPE
	Diamante
	ANEEL
	CCEE

Figura 1 - Cronograma completo do processo de cálculo do preço CTJL

Fonte: MME

Em cumprimento ao disposto nos Incisos I e II da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, foi publicado, no dia 27 de março de 2024, a Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024: "*Instruções - Envio de Informações Necessárias ao Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL)*"[1]. Nesse documento de Instruções, foi estabelecido o prazo de 30 (trinta) dias, a partir de sua publicação, para o envio, por parte do agente responsável pelo CTJL, de toda a documentação solicitada (ANEXO 1)[2].

No documento de Instruções, foi mencionado que, além da solicitação de dados e valores, é exigido o envio de relatórios (ou pareceres) que comprovem as informações prestadas. Esses documentos devem ser emitidos por empresas de engenharia, advocacia, contabilidade e auditoria independentes, com experiências comprovadas e não participantes de estruturação e projeto técnico, jurídico e financeiro na qualidade de acionistas, conforme descrito no inciso II do art. 4º da Portaria MME nº 768/2024.

Além da publicação do documento de instruções e do estabelecimento do prazo de envio dos dados, o Inciso III da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, atribui à EPE a avaliação da documentação enviada, a solicitação de informações, documentos e pareceres adicionais, além de promoção de diligências com o agente responsável pelo CTJL, com o objetivo de complementar as análises necessárias à realização do cálculo do preço da energia. Conforme previsto, a emissão deste relatório está condicionada à apresentação completa da documentação dentro do prazo estabelecido pela EPE e em conformidade com os dados descritos nas instruções publicadas.

Na primeira avaliação dos dados enviados até o dia 27 de abril de 2024, a EPE identificou inconsistências nas informações enviadas pelo agente. Diante disso, no dia 6 de maio de 2024, a EPE solicitou a retificação de informações, estabelecendo o prazo de 10 de maio de 2024 para o envio dos dados corrigidos. Em resposta, o agente encaminhou parcialmente os dados revisados entre os dias 11 e 15 de maio.

Os novos dados enviados exigiram uma nova avaliação por parte da EPE, bem como interações adicionais com o agente. Como resultado, a Diamante Energia formalizou um pedido para que os valores de CAPEX e OPEX anteriormente enviados fossem desconsiderados. Por meio de um e-mail, datado de 22 de maio de 2024 (ANEXO 2), a Diamante Energia encaminhou à EPE a carta nº CE-DGE-PRE-00019/2024, com cópia para o MME (ANEXO 3), solicitando que: (1) sejam desconsiderados os dados de CAPEX e OPEX enviados nos dias 27/04/2024 e 07/05/2024; e (2) sejam considerados, para efeitos de cumprimento das Instruções, os novos dados de CAPEX e OPEX anexados à correspondência, os quais foram revisados e integralmente validados pela empresa contratada pela Diamante Energia.

[1] Instruções para o Envio das Informações - CTJL (Lei nº 14.299/2022). Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-geracao-de-energia

[2] Ressalta-se que, conforme registrado no histórico de interações com o agente, a EPE o notificou da publicação, recebendo confirmação de recebimento no mesmo dia.

Em 3 de julho de 2024, a ANEEL enviou, por e-mail, o preço preliminar do carvão mineral do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, com base nos custos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)[3] nos anos de 2023 e de 2024. Posteriormente, em 22 de outubro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 3.410, na qual homologou o preço do carvão mineral nacional, a ser adquirido pelo CTJL no âmbito do Contrato de Energia de Reserva (ANEXO 4).

A Diamante Energia solicitou a realização de um Workshop para apresentação da metodologia a ser empregada pela EPE para o cálculo do preço de contratação do CTJL. O pedido contou com a concordância do MME e o evento ocorreu em 11 de julho de 2024, conforme convite e registro em anexo (ANEXO 5).

No dia 6 de agosto de 2024 a EPE recebeu da ANEEL o montante da energia a ser contratada do CTJL, bem como seu racional de cálculo (ANEXO 6).

Em agosto de 2024, a EPE enviou, por meio do ofício nº 569/2024/DEE/EPE (ANEXO 7), o relatório contendo o cálculo do preço de contratação da energia do CTJL, com base nos dados e informações disponibilizados até o momento.

No dia 8 de janeiro de 2025, por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME, foi solicitado pelo MME que a EPE revisasse o relatório, descrevendo os ajustes necessários em tópicos citados no ofício. Durante o mês de janeiro foram realizadas reuniões, com a participação de representantes do MME, da EPE e da Diamante Energia, para esclarecimentos sobre a revisão a ser realizada no documento.

Em cumprimento à sua atribuição, conforme descrito no Inciso IV da Portaria nº 768/GM/MME, de 5 de fevereiro de 2022, a EPE apresenta este relatório, contendo as análises realizadas e os resultados obtidos para cálculo do preço de contratação da energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária.

Para ilustrar as interações entre as empresas e instituições envolvidas no processo e as datas e prazos das atividades mencionadas, a Figura 2 apresenta, em uma linha do tempo, a sequência das atividades realizadas pela EPE e por outros agentes no processo de contratação do CTJL, até a data de envio deste relatório ao Ministério de Minas e Energia, assim como as atividades planejadas pela legislação vigente até a data de contratação.

Os registros de interações técnicas entre os agentes envolvidos no processo foram documentados ao longo de todo o período, desde a publicação da Portaria GM/MME 768/2024 até a emissão deste relatório.

[3] https://www.gov.br/planejamento/pt-br/assuntos/avaliacao-de-politicas-publicas-1/serie-de-seminarios-201cavaliacao-e-melhoria-do-gasto-publico201d-1/boletins/boletim-desenvolvimento-energetico

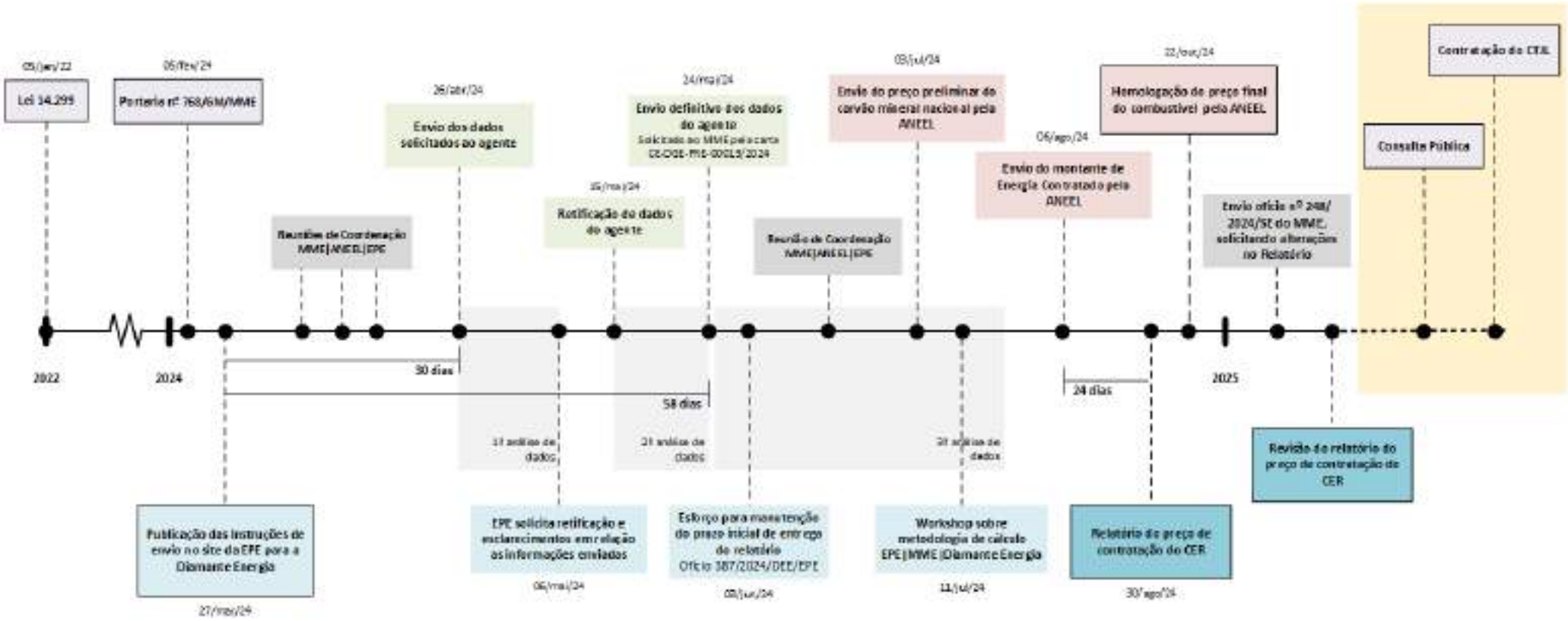


Figura 2 - Linha do tempo com as atividades realizadas para o cálculo do preço de contratação de CTJL

3. Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo

Neste item serão apresentadas as informações utilizadas como dados de entrada para o cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Tais dados são, em maioria, provenientes dos documentos enviados pelo agente responsável, Diamante Geração Energia Ltda., à EPE, em atendimento ao documento de Instruções de envio, conforme já mencionado.

Os dados considerados mais relevantes para o cálculo estão consolidados no arquivo Sumário de dados (original - ANEXO 8 e revisado – ANEXO 9), solicitado nas Instruções e assinado por todas as empresas de auditoria contratadas, que foram responsáveis pela validação dos valores informados.

Além disso, há ainda informações fornecidas pela ANEEL, em conformidade com as atribuições definidas na Lei nº 14.299, de 2022, e na Portaria nº 768 GM/MME, de 2024, tais como a energia contratada e o preço do combustível, que também são definidos com base em informações enviadas pelo agente.

Foi solicitado o envio da descrição das empresas contratadas para garantia da conformidade das informações prestadas (ANEXO 10), assim como os contratos firmados com essas empresas e a comprovação de sua experiência e da ausência de participação acionária na empresa. Além disso, foi exigido informações relevantes sobre cada empresa contratada (ANEXOS 11 a 16).

Ressalta-se, por fim, que auditorias ou eventuais verificações de veracidade nas informações prestadas pelo agente não fazem parte do escopo das atividades realizadas pela EPE, conforme mencionado na seção 2.

3.1. Características Gerais do Empreendimento

Conforme texto do relatório [1], o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda está localizado no município de Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina, e é composto por quatro unidades geradoras: UTLA1, UTLA2, UTLB e UTLC. A UTLA1 é formada por 2 unidades idênticas com potência instalada nominal de 50 MW cada, tendo iniciada sua operação comercial em 1965 e 1967, respectivamente. A UTLA2, também com 2 unidades idênticas de 66 MW cada, iniciou sua operação comercial em 1973 e 1974. Já a UTLB também composta de 2 unidades idênticas de 131 MW cada, iniciou sua operação comercial em 1979 e 1980. Por fim, a UTLC, com uma unidade de 363 MW, iniciou sua operação comercial em 1997.

Segundo o mesmo documento, o principal combustível utilizado nas unidades geradoras do CTJL é o carvão mineral CE4500 (PCS: 4.500 kcal/kg) proveniente da região carbonífera do sul do Estado de Santa Catarina. A energia elétrica produzida pelo CTJL é escoada por meio de linhas de transmissão de 230/138 kV.

Já no relatório [2], a Diamante Energia apresenta os dados operacionais individualizados, por usina, e agrupados, pelo Complexo. No documento é citada a Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.138, de 14 de junho 2022[4], que indica o valor de potência total instalada considerada para o CTJL, de 740 MW, conforme a tabela mostrada na Figura 3.

UTE	Potência de Placa (kW)	Potência Instalada Declarada (kW)	Potência Líquida Declarada (kW)
Jorge Lacerda I e II	UTLA1 – 100.000 (2 UG de 50.000)	80.000 +110.000 (190.000)	79.000 + 105.000 (184.000)
	UTLA2 – 132.000 (2 UG de 66.000)		
Jorge Lacerda III	262.000 (2 UG de 131.000)	220.000 kW	208.000
Jorge Lacerda IV	363.000 (1 UG de 363.000)	330.000 kW	298.000

Figura 3 - Potências instaladas nas unidades geradoras do Complexo

[4] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202212138ti.pdf

Outros parâmetros operativos são tratados em outro item, a seguir, por constituírem o cálculo da energia contratada, realizado pela ANEEL.

3.2. Energia Contratada

De acordo com o Art. 5º da Portaria nº 768/GM/MME, de fevereiro de 2024, a responsabilidade pela elaboração do contrato de energia de reserva (CER) é atribuída à ANEEL. Consequentemente, o montante contratado foi calculado pela Agência e enviado à EPE, em 6 de agosto de 2024, para ser utilizado como dado de entrada no cálculo do preço da energia contratada.

Em sua correspondência, a ANEEL explicita os parâmetros considerados:

A. Compra mínima anual de carvão: 2,4 milhões de toneladas, conforme art. 4º da Lei nº 14.299;
B. Poder calorífico inferior (PCI): 16.028,74 kJ/kg, conforme declaração do agente [3];
C. Consumo específico: 10.017,53 kJ/kWh, conforme declaração do agente [2];
D. Geração Bruta: 3.840.165,79 MWh/ano, conforme Equação (1);
E. Consumo interno: 10,11%, conforme declaração do agente [2];
F. Perdas Elétricas internas: 0,36%, conforme declaração do agente [2];
G. Perdas na rede Básica: 2,59%, conforme relatório da CCEE[5];
H. **Energia Contratada: 3.350.551,93 MWh/ano**, conforme Equação (2), equivalente a **382,48 MWmed**.

$$D = \frac{A \times 1000 \times B}{C \times 1000} \quad (1)$$

$$H = D \times (1 - E) \times (1 - F) \times (1 - G) \quad (2)$$

3.3. Investimentos (CAPEX)

No documento de instruções para o envio de dados publicado pela EPE, foi solicitado que, caso houvesse necessidade de desembolsos relacionados a *retrofit* (modernização, recuperação ou repotencialização) ou substituição de equipamentos das usinas, esses fossem informados juntamente com os respectivos valores, justificativas e cronogramas de desembolso.

3.3.1. Valor total de investimentos (CAPEX)

Uma das solicitações do documento de instruções da EPE se refere à informação pelo agente dos valores de investimento a serem realizados, assim como as parcelas componentes, com a respectiva data-base financeira, e que os montantes não considerassem juros durante a construção (JDC).

Na remessa inicial de dados, enviada até o dia 26 de abril de 2024, foi encaminhado pela Diamante Energia o documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev1) [4], elaborado pela empresa Promon Engenharia, no qual são apresentados os valores de CAPEX mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores totais de CAPEX presentes no relatório da PROMON Engenharia

(Valores em milhares de reais)	Total declarado pela Diamante Energia	Total aprovado pela Promon Engenharia	Total classificado pela Promon como "em cotação"
CAPEX	R$ 2.807.107,06	R$ 2.769.177,06	R$ 37.480,00

[5] Relatório InfoMercado_Dados_Gerais_2023 (CCEE) Disponível em: https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal

Neste documento, foi descrito que os custos de CAPEX apresentados pelo Acionista (Diamante Energia) foram avaliados pela empresa Promon Engenharia, tanto no aspecto técnico da necessidade de aplicação quanto no valor de custos, comparativamente aos valores de mercado praticados. Alguns itens foram qualificados como "em cotação", nomenclatura utilizada para indicar itens que, embora tenham sido avaliados tecnicamente e aprovados em termos de necessidade, tiveram suas cotações obtidas informalmente (por meio telefônico ou outros), não podendo ser comprovadas durante o período de auditoria.

Motivado por questionamentos feitos pela EPE, o agente enviou, em 11 de maio de 2024, uma revisão do documento, o relatório nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5]. Nessa revisão, parte das cotações que não foram validadas na versão anterior, devido à informalidade ou imaterialidade das cotações, foram reavaliadas e validadas. As cotações que ainda estavam pendentes de validação foram excluídas, conforme descrito no texto da Promon:

> *Nesta revisão o Acionista submeteu à apreciação da auditoria da Promon cotações adicionais. A Promon analisou e aceitou essas cotações validando-as para itens do CAPEX e Serviços Especiais.*

Dessa forma, o novo valor de CAPEX total, aprovado pela Promon Engenharia, foi de **R$ 2.791.607.060,00**. Em um novo envio, realizado no dia 22 de maio de 2024, junto à carta que solicitava a desconsideração dos dados anteriormente enviados, o agente reencaminhou a revisão 2 do documento elaborado pela empresa de auditoria independente, ratificando as informações já apresentadas em 11 de maio de 2024.

Por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME, de 8 de janeiro de 2025, o MME solicitou a atualização do valor de investimento total a ser realizado. Conforme descrito no item 4.46 da Nota Técnica nº 16/2024/SE-MME (anexa ao ofício), a empresa Diamante Energia informou que a data-base do CAPEX total, aprovado pela Promon Engenharia, é 31/12/2022.

Em reunião realizada no dia 27 de janeiro de 2025, com participação de representantes do MME, a EPE solicitou orientações para atualização monetária do valor de investimento total (CAPEX). Na reunião, o MME ponderou que, como os contratos de energia, em geral, estão atrelados ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), tem-se o entendimento de que o mais adequado seria realizar a atualização com base nesse índice. Sendo assim, ficou acordado que o IPCA deve ser utilizado como índice para correção monetária do valor do CAPEX.

Com base no IPCA acumulado no período entre dezembro de 2022 (data-base informada pela empresa Diamante Energia) e dezembro de 2024, de 9,68%[6], o valor de CAPEX total atualizado é de **R$ 3.061.713.060,56.**

3.3.2. Comprovação da necessidade técnica de reinvestimento

Nas instruções publicadas pela EPE, foi solicitado o envio de documento comprobatório atestando a necessidade técnica do reinvestimento, elaborado por empresa de auditoria contratada, com exigência de experiência na atividade e realização de vistoria técnica presencial. O objetivo da documentação solicitada é comprovar a necessidade de reinvestimento no projeto, seja em modernização, recuperação, repotencialização ou substituição de equipamentos, exclusivamente para garantir a manutenção da vida útil das usinas por mais quinze anos de operação comercial.

No documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5], de 10/05/2024, é descrito no item 8.1.2 (página 35) que:

> *Todos os itens que permaneceram planilhados e com valores atribuídos em CAPEX foram validados. Durante a análise propôs-se a exclusão de alguns itens que não puderam ser*

[6] Fonte: IpeaData. Disponível em: http://www.ipeadata.gov.br/

validados tecnicamente. Itens com essa característica foram excluídos da planilha do CAPEX (valores excluídos).

No item 2.3 (página 8) do mesmo documento é mencionado que:

> *A Promon Engenharia, com sua equipe de engenheiros especialistas multidisciplinares, vistoriou as instalações do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda. A vistoria teve como principal objetivo a comprovação das reais condições das instalações e equipamentos, os quais seguem listados e detalhados no plano de extensão operacional, ora em refinamento, para os próximos 15 anos.*

3.3.3. Parecer a respeito dos valores, quantidades, fornecedores, equipamentos e prazos dos orçamentos apresentados

Foi também solicitado o envio de um documento, elaborado pela empresa de auditoria contratada, validando a adequação dos valores, quantidades, fornecedores, equipamentos e prazos dos orçamentos. O objetivo dessa documentação é assegurar que os valores e demais dados apresentados nos orçamentos enviados estejam de acordo com os praticados no mercado.

No item 8.1.3 (página 35) do documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5], é relatado que:

> *Todos os itens que permaneceram planilhados e com valores atribuídos no CAPEX foram validados qualitativamente e quantitativamente. Os fornecedores cujas propostas foram apresentadas, foram avaliados e validados pela equipe técnica de engenharia. Os prazos para implementação dos projetos de capital também foram validados no âmbito global. Recomenda-se que para implementação futura dos projetos, os cronogramas de cada rubrica de investimento sejam adequadamente detalhados tendo em vista a necessidade de implementação para manter as plantas operacionais.*

3.3.4. Cronograma físico-financeiro

As alterações nos valores de investimentos, conforme as revisões realizadas pela PROMON Engenharia e a solicitação feita por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME mencionadas anteriormente, resultaram em mudanças nas parcelas anuais de desembolsos. O cronograma físico-financeiro foi revisado em conformidade com os novos valores apresentados nos envios dos dias 22 e 24 de maio de 2024 e atualizados pelo IPCA acumulado de 9,68%[7], referente ao período entre dezembro de 2022 (data-base informada pela empresa Diamante Energia) e dezembro de 2024.

A Tabela 2 mostra os desembolsos anuais do CAPEX total do Complexo a serem realizados.

Tabela 2 - Cronograma físico-financeiro de desembolsos (Milhões R$)

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
261,472	264,480	324,259	268,259	218,671	111,568	259,942	95,906
2033	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	
293,338	150,409	208,411	190,693	176,671	167,277	70,357	

3.3.5. Parecer sobre inexistência de óbices em relação a modernização ou substituição de equipamentos

Em caso de necessidade de *retrofit* (modernização, recuperação ou repotencialização) ou substituição de equipamentos das usinas, foi solicitado um parecer de empresa de auditoria contratada, independente, atestando que não há óbices, do ponto de vista ambiental, para a modernização ou substituição de equipamentos, assim como para a operação da usina.

Foi encaminhado documento elaborado pela empresa Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda [6], datado de 23 de abril de 2024, no qual está descrito que:

[7] Fonte: IpeaData. Disponível em: http://www.ipeadata.gov.br/

Conforme apresentado à essa auditora pelo agente, são previstas modernizações, recuperações, repotenciações e substituições de equipamentos nas unidades que compõe o complexo Jorge Lacerda, entretanto estas intervenções não geram impactos ambientais nem implicam em necessidade de obtenção de novas licenças, autorizações ou certidões, alterações ou acompanhamentos.

Diante deste cenário, não foi necessário a análise quanto a presença ou ausência de óbices para as situações ora apontadas tendo em vista que estas ações não geram impactos ambientais. Caso, a qualquer tempo, seja identificada ou almejada, por parte do agente, essa necessidade, a orientação é de que o órgão ambiental seja consultado para definição do rito a ser seguido. Isso deve ser realizado à medida que se tenham elementos técnicos suficientes e necessários para caracterizar a ação desejada, seja ela de modernização, recuperação, repotenciações ou substituição de equipamentos.

3.3.6. Parecer sobre a necessidade e valores das ações ambientais

Também foi solicitada a emissão de parecer da empresa de auditoria contratada (preferencialmente da área de gestão ambiental), contendo as justificativas da necessidade de cada ação ambiental e a avaliação dos valores estipulados[8], comparando-os com os praticados pelo mercado. No mesmo documento elaborado pela empresa Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda [6], é citado que:

As atividades vinculadas à operação de empreendimentos com a tipologia e dimensões do Complexo Termoelétrico de Jorge Lacerda demandam uma série de ações e procedimentos de cunho socioambiental. Diversas ações são impostas por força das Licenças Ambientais de Operação, outras muitas são derivadas de manuais e procedimentos ambientais praticados pela Operadora que objetiva a adequação do empreendimento às melhores práticas ambientais, voltados a garantir a operação do empreendimento de forma ambientalmente sustentável e legalmente adequada. Por óbvio, tais ações e procedimentos geram custos que devem ser observados e confrontados com valores praticados pelo mercado. O presente item demonstra a necessidade das ações adotadas e previstas, bem como a adequação de seus custos aos praticados pelo mercado.

Para fazer essa análise se contrapôs os custos apresentados pelo operador do complexo Jorge Lacerda, considerando a expertise desta contratada de forma que se possa concluir sobre a aderência do praticado pelo complexo à prática.

- Gestão Ambiental: Quanto aos custos apresentados, eles são considerados compatíveis com as práticas de mercado e com as atividades desenvolvidas. É importante manter uma abordagem sustentável e alinhada com as normas ambientais para garantir a continuidade operacional do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda.

- Sistema de monitoramento ambiental: Existem diversos sistemas com essa finalidade no mercado, porém o valor apresentado é razoável e compatível com o mercado para o presente tipo de monitoramentos e dados, sendo um valor adequado.

- Programa de Educação Ambiental, Campanhas Ambientais e Semana do Meio Ambiente: Para a realidade do complexo Jorge Lacerda, considerando os aspectos elencados, o potencial da área de inserção, a etapa em que se encontra o empreendimento (que permite a execução de atividades contínuas), pode-se considerar que o valor está bem ajustado à realidade.

- Controles de Pragas, Limpeza de Fossas e Caixas d'água, bem como vistoria de pátios: Os valores são os praticados no mercado, e ainda há que se considerar a disponibilidade do mercado local.

- Inventário das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e Manutenção de Horto Florestal: O Inventário GEE apresenta-se condizente com o mercado, considerando os valores propostos e contratos já realizados por empresas parceiras desta consultoria. Quanto ao horto, o valor está condizente com a prática de mercado, conforme pode ser constatado nos valores de referência da tabela SICRO – DNIT para a região sul, fonte de consulta para verificação deste item.

[8] Os valores das ações ambientais estão incluídos no montante total de investimento informado no item 3.3.1. Valor total de investimentos (CAPEX).

- Levantamentos Ambientais de Fauna e Flora: Os valores necessários para tais levantamentos podem variar consideravelmente em função do tamanho da intervenção necessária ou pretendida. No entanto, considerando as dimensões do empreendimento em tela, consideram-se os valores apresentados como compatíveis com as práticas de mercado e com as atividades desenvolvidas.

- Monitoramento de Emissões Atmosféricas: a manutenção adequada de todo o sistema é essencial, sem deixar de considerar as atualizações necessárias aos sistemas de automatização, assim, os custos apresentados refletem essa necessidade e estão alinhados com as práticas de mercado.

- Gerenciamento de Resíduos Sólidos: Em relação aos dados apresentados, que detalham o inventário de resíduos do CTJL os valores são considerados adequados e estão em conformidade com os padrões de mercado. Esta análise indica que as práticas adotadas estão alinhadas às expectativas e normativas vigentes, reforçando o compromisso do empreendimento com a gestão ambiental responsável.

- Monitoramento de Águas e Efluentes: os valores mencionados referentes a este item estão alinhados com os praticados no mercado. Esta conformidade reforça o compromisso do empreendimento com a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental.

3.3.7. Outras informações

Além dos dados já descritos, também foi solicitada a apresentação de:

- Cronograma de motorização referente aos equipamentos modernizados ou substituídos na ocasião de reinvestimento, que deve ser atestado pela empresa de auditoria independente; e
- Matriz de riscos dos contratos de EPC ("*Engineering, Procurement, and Construction*"), elaborada e certificada pela empresa de auditoria contratada, apresentando, ao menos, os riscos mapeados, a alocação, o impacto, a probabilidade e a forma de mitigação, com o objetivo de levantar os riscos pertinentes ao projeto. A análise desses riscos permitirá estabelecer diretrizes das cláusulas contratuais, a fim de mitigar variações, principalmente, no orçamento e nos prazos estabelecidos.

Em relação ao cronograma de motorização, no parecer da Promon [5], foi descrito que:

> *Entende-se que no âmbito dos projetos de CAPEX e nos custos de O&M referentes ao CTLJ, não há aplicabilidade para um programa de motorização. As unidades existentes, seja em função de substituição de itens, ou mesmo de modificação de equipamentos, não estará sujeita a motorização para aumento de eficiência, ou para qualquer outra finalidade. Esse é o motivo pelo qual o Acionista não apresentou um cronograma especificamente dedicado a esse tema.*

Já em relação a matriz de riscos dos contratos de EPC, no mesmo documento, foi citado que:

> *Dada a estratégia executiva do Acionista de executar os investimentos necessários sob gestão direta do próprio Acionista, com escopos contratados a cada fornecedor específico, entende-se que a matriz de riscos de contratos EPC não é aplicável.*

Comentários EPE

Foram considerados como parâmetros de entrada para o cálculo os dados de investimentos citados, conforme auditoria e avaliação realizada pelas empresas contratadas pela Diamante Energia. É importante ressaltar que não consta no escopo das atividades da EPE, conforme definido na legislação referente à contratação do CTJL, fiscalizar a realização desses investimentos durante os anos de contratação do CTJL.

3.4. Depreciação

Foi solicitado, no documento de Instruções da EPE, que, caso tivessem investimentos a serem realizados, fossem fornecidas informações referentes a depreciação a ser aplicada aos itens declarados.

O primeiro laudo referente à depreciação [7], produzido pela empresa Ernst & Young, foi enviado à EPE em conjunto com os outros documentos solicitados nas instruções de envio, no dia 26 de abril de 2024. O laudo considerava um total de investimentos de R$ 3.772.279.000,00. Neste primeiro laudo, não foram especificadas as taxas aplicadas para a obtenção desse CAPEX que, sem correções, difere do CAPEX originalmente apresentado pela Diamante à Promon Engenharia (R$ 2.807.107.060,00), empresa auditora dos valores referentes a investimentos.

Em e-mail de esclarecimentos, encaminhado no dia 17 de maio de 2024, a Diamante informou que "*o estudo elaborado pela EY levou em consideração o CAPEX original da Diamante, fundamentalmente, por conta de que a Promon não estabeleceu óbices aos serviços ali indicados apenas, em linhas gerais, solicitou cotações específicas adicionais*". Adicionalmente, informou que: "*a EY poderá atualizar a capítulo de depreciação em linha com o CAPEX revisado e validado pela Promon*".

Em novo envio de dados, datado de 24 de maio de 2024, ocasião da solicitação de que os novos dados fossem considerados definitivos, o agente encaminhou um novo laudo da EY revisado [8], que considera o novo valor de CAPEX aprovado pela Promon (R$ 2.791.607.060,00). Além disso, foi enviado um laudo complementar [9], detalhando as correções inflacionárias adotadas, o indicador utilizado e os seus respectivos valores projetados para cada ano.

Em seu laudo, a empresa Ernst & Young declara que:

> *Em relação ao presente estudo, nenhum processo de due diligence ou outros processos de verificação foram realizados pela EY. Não foram feitas verificações independentes sobre a integridade e a precisão das informações disponibilizadas pela Diamante, da mesma forma que não foi realizada avaliação independente de nenhum dos ativos ou passivos da Empresa.*
>
> *A EY também não conduziu nenhuma inspeção física dos ativos do CTJL, tampouco realizou análise relacionada à situação de solvência do mesmo. As informações fornecidas foram consideradas como sendo completas e acuradas em todos os aspectos materiais.*

Após as devidas ressalvas, a empresa Ernst & Young confirmou que a totalidade dos valores de CAPEX previstos para o período do contrato está sujeita a depreciação, conforme texto a seguir. Vale destacar que, conforme parecer da PROMON Engenharia, os investimentos declarados são constituídos exclusivamente por materiais e serviços:

> *Dessa forma, estão sujeitos a depreciação a totalidade dos valores dos investimentos ("CAPEX") previstos para o CTJL durante o período do novo contrato a ser definido.*

Em relação ao critério de cálculo a ser considerado, a empresa E&Y descreve que:

> *A partir de 1º de janeiro de 2025, quando entra em vigor o primeiro ano do contrato, os ativos investidos serão depreciados ao longo dos 15 anos de duração do contrato de energia, conforme estabelecido pela Lei nº 14.299. Esse procedimento assegura a recuperação integral dos investimentos ao longo da concessão, eliminando a necessidade de pagamento de indenizações.*

Em complementação, sobre o período de depreciação é citado que:

> *A depreciação e amortização dos investimentos foram projetados para serem realizados ao longo dos 15 anos referentes ao período de duração do contrato devido à necessidade da desativação do projeto ao final deste período, sendo a desativação prevista pela Lei nº 14.299.*

Considerando a solidez dos dados, a EPE utilizou como base para esse parâmetro as taxas de depreciação declaradas nos relatórios mais recentes da empresa Ernst Young [8] [9], aplicadas às parcelas de investimento devidamente corrigidas a IPCA para dezembro de 2024. Os dados de depreciação do relatório da E&Y estão consolidados na Figura 4 e a descrição explicativa dos valores é apresentada no trecho abaixo:

> *As informações sobre os novos investimentos foram fornecidas pela Diamante, as quais foram calculadas e validadas pela Promon. Esses investimentos foram projetados com base*

nas estimativas de manutenção das instalações que compõem o CTJL, sendo ajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Entre os anos de 2025 e 2039, há previsão de:

► *Serem gastos com revisões cerca de BRL 1.200 milhões;*

► *Serem investidos cerca de BRL 1.592 milhões nas unidades de geração, somando um valor total de CAPEX de R$ 2.792 milhões.*

Com o ajuste desse valor total pelo IPCA, a Diamante deverá desembolsar um CAPEX total de aproximadamente BRL 3.751 milhões no período entre 2025 e 2039. Esse montante reflete a importância de manter a infraestrutura atualizada e eficiente, contribuindo para o alcance dos objetivos estratégicos da empresa.

Descrição	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Investimento realizado - base Promon	-	-	238.405	241.147	295.653	244.593
Deflator do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data Base	-	-	227.788	230.408	282.487	233.701
Inflação projetada (IPCA)	4,87%	3,87%	3,60%	3,54%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,05	1,09	1,13	1,17	1,21	1,25
Investimento realizado no ano	-	-	257.057	269.224	341.673	292.596
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	-	-	257.057	269.224	341.673	292.596
Taxa de depreciação do ano			6,67%	7,14%	7,69%	8,33%
Depreciação anual calculada			17.137	36.367	62.650	87.033
Depreciação anual equipamentos			6.803	18.965	32.367	46.782
Depreciação anual outros custos			10.334	17.402	30.283	40.251
Taxa de depreciação acumulada			17.137	53.505	116.155	203.187

Descrição	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Investimento realizado - base Promon	199.380	101.725	237.010	87.445	267.460	137.140
Deflator do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data Base	190.501	97.195	226.456	83.551	255.550	131.033
Inflação projetada (IPCA)	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,30	1,34	1,39	1,44	1,49	1,54
Investimento realizado no ano	246.888	130.389	314.468	120.099	380.241	201.818
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	246.888	130.389	314.468	120.099	380.241	201.818
Taxa de depreciação do ano	9,09%	10,00%	11,11%	12,50%	14,29%	16,67%
Depreciação anual calculada	109.477	122.516	157.457	172.470	226.790	260.426
Depreciação anual equipamentos	56.059	68.933	93.190	104.660	124.471	143.750
Depreciação anual outros custos	53.418	53.583	64.267	67.810	102.319	116.676
Taxa de depreciação acumulada	312.665	435.181	592.638	765.108	991.897	1.252.323

Descrição	2035	2036	2037	2038	2039
Investimento realizado - base Promon	190.025	173.870	161.085	152.520	64.150
Deflator do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data-Base	181.563	166.127	153.912	145.728	61.293
Inflação projetada (IPCA)	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83
Investimento realizado no ano	289.469	274.164	262.928	257.694	112.194
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	289.469	274.164	262.928	257.694	112.194
Taxa de depreciação do ano	20,00%	25,00%	33,33%	50,00%	100,00%
Depreciação anual calculada	318.320	386.861	474.504	603.350	715.544
Depreciação anual equipamentos	169.465	199.679	237.784	303.010	415.204
Depreciação anual outros custos	148.854	187.181	236.720	300.340	300.340
Taxa de depreciação acumulada	1.570.643	1.957.504	2.432.008	3.035.358	3.750.902

Figura 4 – Dados de depreciação do Complexo termelétrico Jorge Lacerda

Fonte: Ernst & Young

Um ponto de especial relevância é que os desembolsos ocorrerão ao longo de todo o período contratual, que corresponde ao período total de depreciação considerado (15 anos), sob a justificativa de que a Lei nº 14.299/2022 prevê a necessidade de desativação do projeto ao final deste período (Art. 4º

§ 1º). Considerando as parcelas de desembolso anuais, o cálculo da depreciação é realizado período a período, tendo como base o intervalo resultante entre a data de cada desembolso e o final do contrato. Ou seja, o desembolso realizado no primeiro ano será amortizado em 15 parcelas, o desembolso realizado no segundo ano, amortizado em 14 parcelas e, assim, sucessivamente até que o valor do último investimento deverá ser amortizado completamente em uma única parcela, no mesmo ano do desembolso (último ano de contrato).

Comentários EPE

Não foi feita nenhuma avaliação contábil em relação aos valores e ao critério, declarados pela empresa Ernst & Young, utilizados no cálculo da depreciação dos investimentos previstos para CTJL.

3.5. Custos de Operação e Manutenção (O&M)

No documento de Instruções da EPE, foi solicitado que fossem informados valores fixos (em R$/ano e R$/kW por ano) e variáveis (em R$/MWh) dos custos com operação e manutenção vinculados à atividade de geração de energia elétrica, incluindo custos administrativos inerentes.

No relatório enviado [5], que apresenta os dados de investimentos, a empresa Promon Engenharia também detalha e valida as parcelas de custos de operação e manutenção do Complexo. Em sua classificação de custos, a Promon define uma parcela do O&M (OPEX) denominada "Serviços Especiais", referente aos custos de "*manutenções não recorrentes que exigem contratações individuais*". Somando-se a ela outra parcela referente a "demais despesas", integraliza-se OPEX total.

No relatório, a Promon Engenharia afirma que "*os dados de OPEX / SERVIÇOS ESPECIAIS foram apresentados pelo Acionista em planilhas Excel estruturadas com cada rubrica*" e que "*os valores foram na sua maioria validados*". Conforme avaliação da Promon, o OPEX Serviços Especiais equivale a R$ 150.670.460,00.

Na seção referente ao OPEX total do relatório da Promon, é mencionado que esse valor foi avaliado tomando como base dados fornecidos pela Diamante Energia à Promon, através de seu relatório de OPEX e dos contratos disponibilizados. O relatório apresenta um histórico dos custos com pessoal, material, serviço de terceiros, outras despesas e seguros, abrangendo os anos de 2019 a 2023, além dos valores previstos para 2024 e 2025. É observado que algumas contas apresentam aumentos a partir dos anos de 2021 e 2022, período correspondente à transição do gestor anterior do CTJL para a Diamante Energia. O documento ressalta que a conta "Materiais" é a única composta por uma componente fixa e uma variável, com uma distribuição de 11,1% e 88,9%, para a parcela fixa e para a parcela variável, respectivamente.

O relatório também menciona um aumento na contratação de empresas de manutenção e de atuação administrativas no ano de 2022 e 2023. Conforme texto do relatório, esse aumento se deve à "absorção de serviços antes não realizados no site e sim centralizadamente pela gestora anterior" e à "retomada de algumas atividades de manutenção em função da alteração do horizonte de geração de energia que passou de 2027 para 2039, devido ao contrato de energia de reserva - CER". É afirmado que, para a conta "Serviços", "estas contratações estão em linha com as atividades demandadas por uma usina termelétrica a carvão mineral nacional". Além disso, dentro dessa conta, está incluída a parcela de "Serviços Especiais", mencionada anteriormente. O relatório também ressalta que "nos valores apresentados já estão incluídos a montagem e comissionamento, quando houver".

Na conta "Outros" são considerados "tributos estaduais e municipais, incentivos e doações que fomentem a cultura, esportes, ou seja, o desenvolvimento social, além de arrendamentos e aluguéis,

viagens e despesas com estagiários". Esses custos também são validados, por serem considerados razoáveis. Finalmente, a conta "Seguros" apresenta um aumento significativo a partir de 2022, justificado no relatório por dois pontos:

> *A motivação ambiental, fator importante para este acréscimo de valores, pois hoje existe um apelo da sociedade em geral para a restrição na geração de energia com combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral, e esta preocupação e cobrança se refletem nos valores dos prêmios.*
>
> *Provavelmente a motivação mais importante, está no ganho de escala. Com a gestora precedente, havia uma redução do prêmio do seguro em razão de ganhos de escala. Isso pode ser entendido pelo fato o CTJL ser um dos ativos do gestor anterior, e portanto fazer parte de um portifólio de empresas. Atualmente sob gestão da Diamante Energia, sendo o complexo o único ativo, esses valores são expressivamente maiores.*

Ressalta-se que, conforme informado pelo agente e descrito na Nota Técnica anexa ao Ofício nº 248/2024/SE-MME, os custos de Operação e Manutenção informados pelo agente, diferentemente dos valores de investimento (CAPEX), fazem referência a janeiro de 2025. Sendo assim, não foi feita correção monetária desses dados.

3.5.1. Parecer atestando valores e aplicações

Foi solicitado o envio de um parecer, elaborado pela empresa de auditoria contratada, que validasse a adequação dos valores e comprovasse suas aplicações na operação e manutenção da usina. Além disso, a mesma empresa deveria apresentar uma proposta de estruturação da equipe de operação e manutenção. O objetivo do parecer é verificar se os valores e outros dados descritos estão de acordo com o praticado no mercado.

No relatório encaminhado da Promon Engenharia, a parcela referente aos custos de pessoal é considerada "em linha com o mercado" e "razoavelmente estabelecida". Da mesma forma, a parcela destinada a aquisições de materiais é afirmada como "dentro da realidade e coerentes com as atividades de uma usina termelétrica a carvão mineral nacional". Segue a descrição do trecho do documento:

> *A avaliação da Promon Engenharia para o efetivo do CTJL, da Diamante Energia, é que o contingente é compatível com as atividades desenvolvidas em uma usina termelétrica a carvão mineral nacional do porte deste complexo, que possui três usinas, com os tempos de vida extremamente longos e com os equipamentos principais dos mais diversos fornecedores.*
>
> *Apesar do efetivo ser complexo, com todas as funções, setores e disciplinas de uma empresa de energia e com a quantidade expressiva de tarefas e atividades, são similares aos utilizados na maioria das empresas através de subcontratos e terceirizações, incluindo empresas estrangeiras. Na Diamante Energia as atividades são desenvolvidas por pessoal próprio, com o apoio de empresas terceirizadas regionais, o que traz grandes vantagens econômicas para a empresa e sociais para a região. A filosofia de desenvolvimento e preservação das equipes em geral, com destaques para as equipes de manutenção, engenharia e operação, adotadas historicamente, foi fundamental para a CTJL permanecer no mercado de energia ainda hoje e de modo robusto. Considera-se relevante a manutenção desta filosofia de recursos humanos para a continuidade operacional com segurança, estabilidade e preservação do conhecimento.*

3.5.2. Parecer sobre os contratos de O&M

Foi solicitado que a empresa de auditoria contratada elaborasse um parecer identificando a alocação de riscos e responsabilidades das partes, além de avaliar a adequação das garantias de desempenho dos serviços e equipamentos. Sendo assim, no relatório entregue da Promon Engenharia foi apresentado o seguinte parecer:

> *A análise das contratações da Diamante Energia, é de que se trata de um sistema extremamente robusto, informatizado, rastreável, seguro e dentro das melhores práticas de governança corporativa. O sistema de contratos possui uma rastreabilidade interessante, inclusive com todas as etapas de negociações arquivadas e de fácil verificação.*

O sistema de levantamento de propostas e preços para a aquisição de um determinado serviço ou equipamento é totalmente informatizado, com todos os fornecedores previamente cadastrados e verificados, minimizando riscos de uma aquisição problemática, quer seja tecnicamente, quer seja comercialmente, além de sempre buscarem o maior número de fornecedores para o processo licitatório, nem sempre se limitando a três propostas, por vezes com inúmeros fornecedores.

A análise dos contratos vigentes, em todas as modalidades de contratação e aquisição de bens e serviços, consideramos totalmente em linha com as necessidades operacionais e de manutenção de uma usina termelétrica a carvão mineral, com as necessidades administrativas de uma empresa do porte da Diamante Energia e com as necessidades para se produzir energia com segurança e minimizando os impactos ambientais.

A análise de valores destes contratos analisados, e foram analisados em sua grande maioria, com foco em importância e valores, demonstram uma total coerência e alinhamento com os valores praticados no mercado nacional, e vale destacar que em função do foco que possuem em empresas regionais, por muitas vezes conseguem a realização de contratos interessantes financeiramente e com excelente retorno na qualidade dos serviços contratados. A Diamante Energia disponibilizou para a nossa verificação, todos os contratos, em todas as modalidades, ou seja, contratos de longo prazo, contratos de curto prazo e de parcerias, bem como, organizados por setores, com informações claras, precisas, e contendo informações de justificativas da contratação, valores, abrangência, contatos das empresas, como também os históricos das licitações e negociações com os fornecedores, em um sistema de fácil verificação de todo o histórico.

3.5.3. Custos fixos de O&M

Os custos fixos finais apresentados, tanto no Sumário dos dados quanto no parecer da Promon, são resultados de projeção, considerando ajustes na operação e na manutenção do Complexo, "*em face da nova estratégia operacional*", conforme citado no parecer, em referência à alteração de horizonte de operação de 2027 para 2039. Esses custos somam anualmente **R$ 302.700.067**, e são explicitados conforme tabela da Figura 5. O valor do O&M fixo, ponderado pela capacidade instalada, é de **409,05 R$/kW por ano**.

CONTAS	2025
PESSOAL	116.023.445
MATERIAL	3.084.164
SERVIÇO DE TERCEIROS	122.764.550
OUTRAS DESPESAS	13.184.158
SEGUROS	47.643.750
TOTAL	302.700.067

Figura 5 - Tabela com os custos fixos anuais projetados para CTJL

3.5.4. Custos variáveis de O&M

Como mencionado no início do item "Custos de Operação e Manutenção (O&M)", a parcela de materiais inclui tanto valores fixos quanto variáveis. Esses valores constituem o O&M variável das usinas e foram estratificados por unidade geradora conforme a seguinte distribuição: 10,4% referente à unidade UTLA1; 23,3% referente à unidade UTLA2; 29,9% referente à UTLB; e 36,4% referente à UTLC.

Os valores dos custos variáveis de Operação e Manutenção (O&M) por usina e total do Complexo são mostrados na Figura 6.

	Custo materiais variável em R$/MWh$_{bruto}$
UTLA1	58,78*
UTLA2	16,37*
UTLB	5,33*
UTLC	4,10*
CTJL	6,22*

Figura 6 – Tabela com os custos de O&M variável por usina e do Complexo

Conforme descrito no relatório [5] apresentado pelo agente responsável, os custos demonstrados na Figura 6 foram calculados com base na inflexibilidade declarada de cada usina, totalizando 453 MWmed. Embora o valor do custo de O&M variável (agregado) tenha sido calculado com base em um valor de inflexibilidade diferente do considerado na estimativa de geração (demonstrada no item 3.2), a proporcionalidade dos custos variáveis permite a utilização do valor declarado pelo agente no cálculo do preço de contratação, mesmo que seja considerado o montante de energia contratada definida pela ANEEL.

Sendo assim, para fins de cálculo do preço de contratação, foi utilizado o valor agregado de **R$ 6,22/MWh** como custo de O&M variável referente ao CTJL.

Comentários EPE

Assim como os valores de investimentos, foram considerados como dados de entrada para o cálculo os custos de O&M (fixo e variável) citados, conforme auditoria e avaliação realizada pela empresa contratada pela Diamante Energia (PROMON Engenharia). É importante ressaltar que não consta no escopo das atividades da EPE, conforme definido na legislação referente à contratação do CTJL, fiscalizar a realização dessas despesas durante os anos de contrato.

3.6. Custos com combustível

Segundo o art. 2º, incisos II e III, da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, para o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL deverão ser observados o preço do carvão mineral nacional, a ser homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (conforme Inciso III do § 1º do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022), e o preço dos combustíveis secundários, publicados mensalmente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), das revendedoras no Estado de Santa Catarina.

3.6.1. Custo do combustível principal - carvão mineral nacional

No dia 22 de outubro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Homologatória nº 3.410 (ANEXO 4), que homologa o preço do carvão mineral nacional, a ser adquirido pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no âmbito do Contrato de Energia de Reserva de que trata a Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, no valor de **R$ 406,38 por tonelada** para o ano-base 2023 (referenciado a 31 de dezembro de 2022).

Para a atualização monetária do valor, a ANEEL recomendou, por meio do Ofício nº 270/2024-DIR/ANEEL (de 25 de outubro de 2024), que fosse utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para reajuste do referido preço do carvão, no âmbito do respectivo CER. Sendo assim, considerando o IPCA acumulado no período (9,68%[9]), o preço do carvão mineral atualizado até a data é de **R$ 445,70 por tonelada**.

[9] Referência: IPCA acumulado entre os meses de dezembro de 2022 e dezembro de 2024. Fonte: Ipeadata http://www.ipeadata.gov.br

Considerando o preço do combustível exposto acima e o montante de 2.400.000 toneladas a serem adquiridas por ano, foi utilizado o custo anual com combustível de **R$ 1.069.680.000** para fins de cálculo do preço de contratação do CTJL.

3.6.2. Comprovação de disponibilidade de combustível e reagentes durante o período de vigência do CER

Foi solicitado o envio de documento, emitido por empresa de auditoria contratada, que comprovasse a suficiência de combustível e de reagentes (caso sejam utilizados no processo de abatimento de emissões atmosféricas) para garantir a plena geração da usina durante o período de operação definido em Lei.

Em atendimento a essa solicitação, foi enviado relatório emitido pela Fundação Luiz Englert [10], que apresenta o resultado da auditoria realizada na Cadeia Produtiva de Carvão Mineral (CPCM) de Santa Catarina (SC), para o período 2020 a 2022. O objetivo foi avaliar a capacidade de fornecimento de carvão de cada empresa para o CTJL, incluindo reservas, lavra, beneficiamento de carvão e de rejeitos, compra de terceiros e logística de transporte, considerando a necessidade de atender o fornecimento de carvão CE4500 no período de 2025 a 2040.

No item de "Considerações finais" do relatório foi descrito que:

> *O total de reservas de carvão CE4500 disponível, nas empresas fornecedoras de carvão energético para a Diamante Geração de Energia, foi estimado em aproximadamente 44 milhões de toneladas. Para o fornecimento de 2,4 milhões de t/ano, a vida útil foi estimada em 18 anos, correspondendo ao período de 2023 a 2040. Os recursos disponíveis, aproximadamente 29 milhões de toneladas, indicam uma vida útil de 12 anos considerando o mesmo volume de fornecimento. Portanto, existem reservas e recursos suficientes para atender o período 2025-2040. Além disso, também, há a possibilidade de uso dos recursos potenciais de carvão CE4500 de duas empresas não fornecedoras para o CTJL: Maracajá e Minageo.*

3.6.3. Custo do combustível secundário

Conforme solicitação feita através do Ofício nº 248/2024/SE-ME, foi realizado cálculo para a consideração do custo de combustível secundário, adicionalmente ao custo do combustível principal, na composição do custo de combustível total. Segundo descrito no documento [1], disponibilizado pela empresa Diamante Energia, o óleo diesel é utilizado nos processos de partida da unidade e para estabilização de chama de carvão com carga reduzida ou em manobras, sendo esse combustível proveniente de fornecimento das distribuidoras locais.

Para a realização do cálculo do custo com combustível secundário, devem ser considerados os dados de consumo de óleo diesel por ano e o preço do combustível das revendedoras do Estado de Santa Catarina, conforme a Portaria nº 768/GM/MME/2024.

Sendo assim, para a estimativa do consumo médio anual de combustível secundário (óleo diesel) foi feita análise dos montantes consumidos de óleo diesel, em litros, nos últimos dois anos (2023 e 2024), descritos nos arquivos referentes ao reembolso anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) recebidos pela Diamante Energia, disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)[10]. O consumo médio anual de óleo diesel em 2023 e em 2024 é comparado com os valores de energia gerada pelo CTJL nesses anos, disponibilizados pela Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)[11]. Os dados analisados estão consolidados na Tabela 3.

[10] Dados disponíveis em: https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde
[11] Dados de Geração por usina em base horária, disponíveis em: https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2

Tabela 3 - Dados de consumo de óleo diesel por energia gerada

Ano	Energia Gerada (MWh)	Consumo Óleo Diesel (litros)	Índice (litros/MWh)
2023	4.004.213	3.167.000	**0,79**
2024	3.960.557	3.140.000	**0,79**

Com isso, utilizando o valor médio de consumo do combustível secundário por energia gerada dos últimos dois anos, de 0,79 litros/MWh, para gerar a quantidade de energia calculada pela ANEEL, de 3.350.551,93 MWh, estima-se ser necessário o consumo de **2.646.936** litros de óleo diesel.

Importante ressaltar que, nos últimos dois anos, a energia anual gerada pelo CTJL foi superior, em torno de 20%, ao montante de energia a ser contratada para os próximos 15 anos, o que justifica o valor estimado de consumo de combustível secundário ser menor do que o observado nos últimos dois anos. Além disso, com os investimentos a serem realizados nos próximos anos para atualização ou substituição de equipamentos (conforme os valores declarados pela Diamante Energia e certificados pela Promon Engenharia), é esperado que a eficiência dos equipamentos seja maior (ou mantida semelhante a atual) e, com isso, o consumo de combustível tenda a ser igual ou menor ao consumo verificado em anos anteriores.

Em relação ao preço do combustível secundário, conforme orientações dadas em reunião realizada no dia 27 de janeiro de 2025, com participação de representantes do MME e da EPE, o MME esclareceu que deve ser considerado o preço do óleo diesel, disponibilizado pela ANP, referente ao mês corrente da região onde se localiza o CTJL (Estado de Santa Catarina), conforme disposto no inciso III do § 1º do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022. Sendo assim, foi considerado o valor de **R$ 6,07/litro**, referente ao mês de janeiro de 2025, conforme disponibilizado no Painel Dinâmico - Preços de revenda e distribuição de combustíveis (ANP)[12].

Por fim, a estimativa de gastos com combustível secundário é de **R$ 16.066.902 por ano**.

3.7. Tributos, Encargos e Custos Setoriais

Foi solicitada a descrição dos tributos, encargos e custos setoriais a serem considerados, vinculados ao CTJL e à comercialização da energia elétrica produzida, assim como suas respectivas alíquotas. Além disso, foi pedida a indicação se deverá ser considerado algum benefício fiscal ou tributário no cálculo.

Em resposta ao solicitado no documento de instruções de envio da documentação, publicado pela EPE, a Diamante Energia forneceu os valores das taxas aplicáveis à operação das usinas, através do Sumário de Dados e do parecer da empresa contratada [11], que estão descritos nos itens a seguir.

3.7.1. Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

A tributação sobre as receitas decorrentes da venda de energia da empresa Diamante Energia é calculada com base no lucro real e as alíquotas de PIS e COFINS são, respectivamente, **1,65%** e **7,6%**, conforme artigo 1º da Lei nº 10.637/02 e do artigo 1º da Lei nº 10.833/03.

[12] Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGM0NDhhMTUtMjQwZi00N2RlLTk1M2UtYjkxZTlkNzM1YzE5IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9

3.7.2. Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)

A alíquota do IRPJ incidente sobre o resultado auferido com as atividades da empresa é de **15%**, com adicional de **10%** sobre o resultado mensal que ultrapassar R$ 20.000,00, conforme artigos 1º a 6º da Lei nº 9.430/96.

3.7.3. Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

A alíquota de CSLL incidente sobre o resultado auferido com as atividades da empresa é de **9%**, conforme artigos 1º a 3º da Lei nº 7.689/88.

3.7.4. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Art. 12 e 13) e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 1º de dezembro de 1997, com vistas a constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Trata-se de valor fixado anualmente pela própria ANEEL e recolhido mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A TFSEE é diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, e equivale a 0,4% do valor do Benefício Econômico Típico Unitário (BETU) auferido pelo respectivo agente com a prestação do serviço. O Benefício Econômico é divulgado para cada ciclo anual em janeiro e, para o ciclo de 2025, o BETU foi de R$ 1.077,93/kW.

As usinas do CTJL tiveram suas tarifas para o ciclo 2025 publicadas no Despacho ANEEL nº 8, de 9 de janeiro de 2025[13], resultando no valor de **R$ 4,3117/kW**, conforme os dados da Tabela 4:

Tabela 4 – Dados disponibilizados no Despacho ANEEL nº 8/2025

Usina	**Potência** (kW)	**TFSEE Exercício 2025** (R$)	**TFSEE Exercício 2025** (R$/kW)
Jorge Lacerda I e II	190.000	819.226,80	4,3117
Jorge Lacerda III	220.000	948.578,40	4,3117
Jorge Lacerda IV	330.000	1.422.867,60	4,3117
CTJL	**740.000**	**3.190.672,80**	**4,3117**

3.7.5. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Os recursos para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi instituído pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2000 e regulamentado pelo Decreto nº 3.867, de 16 de julho de 2001, Decreto nº 5.879, de 22 de agosto de 2006 e Decreto nº 7.204, de 8 de junho de 2010, com a finalidade de incentivar a busca por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico.

Para tanto, foi determinada a destinação anual de uma percentagem da Receita Operacional Líquida (ROL) das concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica[14], concessionárias e permissionárias[15] de serviços públicos de distribuição e concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica a Projetos de P&D, a Projetos de Eficiência Energética (EE), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME).

O valor de encargo P&D pago será de **1%** da ROL decorrente da venda da energia de reserva, conforme art. 2º da Lei 9.991/2000.

---

[13] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2025008ti.pdf

[14] Excluídas as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, conforme art. 2º da Lei 9.991/2000.

15 Excluídas as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica cuja energia vendida anualmente seja inferior a 500 GWh (quinhentos gigawatts-hora), conforme § 2 do art. 1º da Lei n. 9.991/2000.

3.7.6. Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

Os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foram apresentados individualmente, por usina, no Sumário de Dados preenchido pelo agente responsável. Entretanto, os contratos de transmissão e distribuição (CUST, CUSD e CCT) não haviam sido enviados e, por isso, não havia informação quanto aos montantes presentes nos contratos de uso do sistema. Diante dessa lacuna, no e-mail intitulado "Solicitações de retificação e esclarecimentos em relação as informações enviadas - CTJL", enviado em 6 de maio de 2024, a EPE solicitou o envio dos contratos ausentes. A demanda foi atendida pelo agente em 11 de maio de 2024.

Em janeiro de 2025, foi solicitado pelo MME, através do Ofício nº 248/2024/SE, que os valores de TUST e TUSD fossem atualizados do ciclo 2023-2024 para o ciclo 2024-2025, conforme Resoluções Homologatórias ANEEL nº 3.349 e 3.374 de 2024.

Assim, a partir das tarifas atualizadas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) aplicável à usina UTLA1 e de transmissão (TUST) aplicável às usinas UTLA2, UTLB e UTLC, e dos montantes de uso do sistema, presentes nos contratos, foi possível determinar os valores totais mensais dos encargos de uso do sistema, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Dados de custos de uso dos sistemas de Transmissão e Distribuição do CTJL

Unidade	**Tarifa de Uso do Sistema** (R$/kW.mês)	**Montante de Uso do Sistema** (MW)	**Encargo de Uso do Sistema** (R$/mês)	
UTLA1 - Distribuição	3,03	76	R$	230.280,00
UTLA2 - Transmissão	6,43	105	R$	675.150,00
UTLB - Transmissão	6,46	208	R$	1.343.680,00
UTLC - Transmissão	6,46	305	R$	1.970.300,00
CTJL	**---**	**---**	**R$**	**4.219.410,00**

3.7.7. Encargos de Conexão

Também foram declarados no documento da Gaia Silva Gaede Advogados [11], o valor referente aos Encargos de Conexão, equivalente a **R$ 277.427,17 por mês**, em decorrência do CCT nº 1013180044.

3.7.8. Outras informações

Embora o parecer da consultoria e o Sumário de Dados enviado incluam informações referentes aos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), é importante ressaltar que essas taxas não foram consideradas no cálculo do preço de contratação realizado pela EPE. Após avaliações e pesquisas, concluiu-se que essas taxas não são aplicáveis ao CTJL, entendimento que foi corroborado em consulta realizada com representantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante reunião realizada em 25 de junho de 2024.

Sobre o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), o parecer da empresa contratada cita que:

> *As operações com energia de reserva não se enquadram como uma saída com destino a consumidor final e não representam uma operação interestadual de venda de energia, haja vista a impossibilidade de se identificar a destinação final da energia, entendemos que as operações com energia de reserva realizada no Estado de Santa Catarina estão abarcadas pelo diferimento previsto no item VII do artigo 3º do Anexo III do RICMS/SC (Decreto nº 2.870/01).*
>
> *Considerando que o contrato de energia de reserva será pactuado com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, situada no Estado de São Paulo, não podemos afastar o risco de as autoridades fiscais entenderem que essas operações são vendas interestaduais de energia. Neste caso, também não haverá a incidência de ICMS, contudo, o fisco poderá exigir o recolhimento do ICMS diferido sobre a operações anteriores*

(encerramento de cadeia), a exemplo do ICMS que foi diferido sobre a compra do carvão utilizado na geração da energia.

Entretanto, na ausência de indícios de que esse imposto incidirá sobre as atividades do CTJL, a EPE optou por não o considerar em seus cálculos.

Comentários EPE

No documento de Instruções publicado pela EPE também foi solicitado que, no documento da empresa de auditoria contratada, fossem feitas indicações de estratégias para minimizar o impacto tributário, incluindo eventuais benefícios fiscais e tributários ao longo da cadeia de custo, porém não foram apresentadas no parecer enviado.

3.8. Estrutura e Remuneração de Capital

Neste item serão abordados os parâmetros relacionados a estrutura de capital, ou seja, como a operação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda será financiada ao longo dos 15 anos de contrato, seja por recursos próprios ou de terceiros. Além disso, será definida a composição dos custos de capital, tanto próprio quanto de terceiros (financiamento).

Na declaração enviada [12], em 17 de abril de 2024, a Diamante Energia informou que "*o valor de investimento declarado foi inteiramente viabilizado por capital próprio, de modo que não há previsão de financiamento*".

3.8.1. Custo de Capital Próprio

O custo de capital próprio é utilizado para a realização do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) dos fluxos de caixa previstos para o empreendimento. Sendo assim, a definição desse parâmetro impacta no valor resultante pois, se por um lado, a taxa deve ser suficiente para remunerar investimentos que visam a manutenção da vida útil operativa e, assim, a qualidade de entrega do serviço contratado, por outro, não pode ser elevada ao ponto de gerar ineficiências econômicas que impactem o consumidor final de energia elétrica.

Sob a premissa do método CAPM[16], amplamente conhecido e utilizado na definição do custo de capital próprio, é necessário que os riscos referentes ao negócio estejam bem mapeados e com valores adequadamente definidos. Nesse sentido, é realizada a seguir uma breve análise do cenário ao qual o empreendimento em questão está inserido.

Conforme estipulado na Lei nº 14.299/2022, a contratação da energia gerada pelo CTJL será realizada na modalidade de energia de reserva, com pagamento de receita fixa que remunere os custos necessários à operação das usinas em montante equivalente à compra mínima de carvão mineral nacional, estipulada nos contratos vigentes na data de publicação da Lei. Em outros termos, toda a geração contratada será remunerada, sendo essa remuneração realizada a um preço fixo. Há assim uma percepção de risco diferente de outros empreendimentos do setor, que dependem de estimativas e projeções, como as de despacho ou as do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mercado de energia elétrica, que trazem incertezas.

Por se tratar de usinas existentes, ou seja, que já estão em operação comercial, é entendido que o investimento inicial já foi realizado e adequadamente remunerado, não cabendo no escopo deste relatório. Conforme já mencionado nas seções anteriores, os custos a serem remunerados se referem à substituição e à manutenção dos equipamentos já existentes das usinas. Considerando ainda a previsibilidade da operação, dadas as características contratuais já citadas, os custos de operação, manutenção (incluindo pessoal) e combustível são, em igual medida, previsíveis.

[16] Sigla de "*Capital Asset Pricing Model*".

Por decorrência do exposto, fatores como sazonalidade, inadimplência, concorrência e efeitos da economia resultam em uma percepção de baixo risco do negócio. De igual forma, o risco financeiro, derivado do uso de capital de terceiros para a alavancagem financeira é nulo para este empreendimento, já que a estrutura de capital declarada foi em totalidade composta por capital próprio.

Com base nas considerações apresentadas, a EPE entende que existem fortes similaridades entre a contratação do CTJL na modalidade de energia de reserva e a contratação de geração em regime de cotas, cuja remuneração teve sua metodologia definida pela ANEEL na Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL[17], decorrente da Lei nº 12.783, de 2013. Nessa modalidade de contratação, o modelo de regulação econômica das concessões de serviço público de geração em regime de cotas é similar ao *Revenue Cap*, que fornece incentivos a redução de custos. Nesse arranjo, cabe à concessionária a gestão eficiente para garantir o bom desempenho de suas instalações. O principal risco para a geradora, nesse contexto, é a perda de parte da receita, caso seu desempenho fique abaixo do esperado.

A metodologia apresentada pela ANEEL utiliza, como referência para a taxa livre de risco, a média aritmética do histórico de cotações do título do tesouro dos Estados Unidos com prazo de 10 anos, sem pagamentos periódicos de cupom, o "USTB10". Tomando-se essa referência, a taxa de juros média anual equivalente à taxa livre de risco foi de 4,59%. Quanto à referência de mercado, ela foi definida pelo portfólio S&P500, índice composto por ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A série histórica mensal foi determinada a partir das séries históricas de 1928 a 2012, buscando minimizar efeitos conjunturais de mercado. O prêmio de risco de mercado resultante foi de 5,79%.

Para a determinação do beta, tomou-se como referência uma cesta de 15 empresas americanas, selecionadas pela adequação a um risco compatível ao negócio estudado pela ANEEL. No caso estudado, os valores de beta resultante foram de 0,44 (alavancado) de 0,73 (desalavancado), resultando num prêmio de risco de negócio e financeiro de 4,23%. O único prêmio de risco adotado pela ANEEL em suas análises foi o prêmio de risco país, utilizando a mediana do índice EMBI+BR entre janeiro de 2000 e dezembro de 2012 (3,52%). Foram desconsiderados os prêmios de risco cambial e de risco regulatório pelo entendimento de que já são refletidos no risco país. O custo de capital próprio resultante (antes da consideração dos impostos) foi equivalente a uma taxa nominal de 12,34%.

O submódulo 12.3 do PRORET[18] revisita a Lei nº 12.783, de 2013, e determina a metodologia para a definição da taxa regulatória de remuneração de capital a ser aplicada para as instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Conforme apresentado, a metodologia para determinação do custo de capital próprio utilizada pela ANEEL, na ocasião da contratação da geração por regime de cotas, foi a do CAPM. Essa metodologia sofreu adaptações, em relação à versão original, para utilizar a remuneração do título público brasileiro NTN-B (Notas do Tesouro Nacional) indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor (IPCA) como referência para a taxa livre de risco e EMBI+BR agregadamente. As informações sobre o título brasileiro podem ser acessadas no sítio eletrônico do Tesouro Direto[19]. Os demais componentes foram calculados conforme a metodologia padrão.

Pela atualização realizada por meio do Despacho nº 1.296, de 23 de abril de 2024 [20], o valor da taxa regulatória de remuneração do capital próprio, a ser aplicada no período entre março de 2024 e fevereiro de 2025, foi fixado em 10,26% (real depois de impostos), para empreendimentos de geração. Os valores que compuseram essa taxa foram: taxa livre de risco de 5,08%; beta alavancado de 77,38%; prêmio de risco de mercado de 6,7%, risco de atividade de 0%, resultando em prêmio de risco do negócio financeiro de 5,18%.

[17] Disponível em: Microsoft Word - WACC Geração 3 - Fechamento AP - V5 (aneel.gov.br).
[18] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_12_3_V2_1C.pdf
[19] https://www.tesourodireto.com.br/
[20] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20241296ti.pdf

Conhecendo os pormenores aplicáveis à contratação direta do CTJL na forma de contrato de energia de reserva, que apresenta fortes similaridades as contratações de geração em regime de cotas, e considerando seu robusto histórico de determinação e atualização, a taxa regulatória de remuneração do capital próprio é adotada como referência para o custo de capital próprio utilizado nos cálculos referentes ao preço de contratação do CTJL, com o valor equivalente a **10,26% a.a.**, em termos reais.

3.8.2. Juros sobre o Capital Próprio

Segundo descrito no Art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995[21], que altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como da contribuição social sobre o lucro líquido[22]:

> *A pessoa jurídica poderá deduzir, para efeitos da apuração do lucro real, os juros pagos ou creditados individualizadamente a titular, sócios ou acionistas, a título de remuneração do capital próprio, calculados sobre as contas do patrimônio líquido e limitados à variação, pro rata dia, da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.*

Os Juros sobre Capital Próprio (JCP) são uma das formas de remuneração para sócios e acionistas de uma empresa, na modalidade de apuração do lucro real, como alternativa aos dividendos, e é calculado com base no patrimônio líquido da empresa, com foco nos benefícios fiscais que essa ferramenta proporciona. Nesse contexto, é importante ressaltar que os benefícios financeiros e fiscais podem variar dependendo da estrutura societária e dos métodos de tributação adotados pelos beneficiários [13] [14] [15] [16] [17].

Visto que a tributação sobre as receitas decorrentes da venda de energia da empresa Diamante Energia é calculada com base no lucro real, conforme descrito no item 3.7, é considerada no cálculo a dedução do JCP e, para essa definição, foi utilizada como premissa para a Taxa Nominal de Longo Prazo (TLP), o valor médio dos últimos 12 meses, igual a 10,26% a.a.[23]

3.8.3. Parecer quanto à capacidade de aporte de capital próprio do acionista

O item 9.C das Instruções de envio solicita que a empresa de auditoria contratada, de forma independente, elabore um parecer sobre a capacidade do acionista controlador de aportar capital próprio, de acordo com as quantidades e o cronograma físico-financeiro.

Esse item foi atendido através do laudo da empresa Ernst & Young [18] que menciona que o foco da análise "*recai sobre a concordância da necessidade de capital próprio e do cronograma de investimentos previsto, representando um aspecto vital para a sustentabilidade e solidez financeira da Diamante*". AEY apresenta os valores dos índices de liquidez geral e corrente, bem como o índice de solvência geral da Diamante Energia, todos superiores a 1. Seguem abaixo os trechos da conclusão da análise apresentada:

> *Dado que o Índice de Liquidez Geral (ILG), o Índice de Liquidez Corrente (ILC) e o Índice de Solvência Geral (ISG) estão todos acima de 1, isso sugere uma situação financeira saudável e robusta para a empresa, dado que:*
>
> *1. O Índice de Liquidez Geral indica a capacidade de uma empresa de cumprir todas as suas obrigações, tanto de curto prazo quanto de longo prazo, utilizando todos os seus ativos circulantes e realizáveis a longo prazo. Quando o ILG é superior a 1, isso indica que a empresa possui mais ativos disponíveis do que suas obrigações totais, o que é um sinal positivo de sua capacidade de cobrir suas dívidas e outros compromissos financeiros.*
>
> *2. O Índice de Liquidez Corrente é uma medida que avalia a capacidade de uma empresa de cumprir suas obrigações de curto prazo utilizando apenas seus ativos circulantes. Quando o ILC é superior a 1 indica que a empresa possui mais ativos circulantes do que suas dívidas de*

[21] Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9249.htm

[22] Em 29 de dezembro de 2023, foi publicada a Lei nº 14.789 que alterou algumas regras para dedução dos juros sobre capital próprio, modificando o patrimônio líquido ajustado sobre o qual o cálculo dos JCP é realizado.

[23] Fonte: Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). Disponível em: Taxa de Longo Prazo - TLP (bndes.gov.br)

curto prazo, o que significa que ela é capaz de cobrir suas obrigações imediatas sem depender de fluxos de caixa futuros.

3. O Índice de Solvência Geral é uma métrica abrangente que avalia a capacidade de uma empresa de cumprir todas as suas obrigações, tanto de curto quanto de longo prazo, utilizando todos os seus ativos e passivos, circulantes e não circulantes. Quando o ISG está acima de 1, isso indica que a empresa possui ativos suficientes para cobrir todas as suas obrigações, tanto de curto quanto de longo prazo, sugerindo uma saúde financeira sólida e uma capacidade adequada de gerar fluxo de caixa para atender a esses compromissos ao longo do tempo.

Em suma, quando todos esses índices estão acima de 1, isso indica que a empresa está em uma posição financeira confortável, capaz de cumprir suas obrigações de curto e longo prazo sem problemas iminentes de liquidez ou solvência. Isso geralmente é visto como um sinal positivo pelos investidores e credores, refletindo uma gestão financeira eficaz e sustentável.

Além disso, ao analisarmos a projeção das operações da Diamante a partir da data base do estudo elaborado pela EY, ou seja, em 31 de dezembro de 2022, observamos que a empresa possuía um saldo inicial em caixa de R$ 554.479 mil. Esse montante é suficiente para cobrir integralmente os investimentos planejados para os primeiros dois anos do próximo contrato, sem levar em consideração a geração de caixa nos anos de 2023 e 2024. O saldo de caixa inicial e o fluxo de caixa das operações da Diamante dos primeiros 4 anos do próximo contrato, é suficiente para cobrir o Capex necessário do período. Adicionalmente, segundo a mesma avaliação, a Diamante passa a gerar um saldo positivo de fluxo de caixa a partir de 2029, o que lhe possibilita cumprir todas as suas obrigações financeiras.

A empresa Ernst & Young finaliza seu laudo indicando que o saldo em caixa em dezembro de 2022 seria "*suficiente para cobrir integralmente os investimentos planejados para os primeiros dois anos do próximo contrato, sem levar em consideração a geração de caixa nos anos de 2023 e 2024*.".

3.8.4. Financiamento

Em caso de previsão de investimento para o CTJL, foi solicitado que o agente responsável (Diamante Energia), informasse se o montante seria inteiramente viabilizado por capital próprio ou teria uma parcela financiada.

Conforme mencionado anteriormente, a Diamante Energia enviou declaração [12] informando que "*o valor de investimento declarado foi inteiramente viabilizado por capital próprio, de modo que não há previsão de financiamento*". Esse fato é corroborado pelas informações contidas no Sumário de Dados, enviado pelo agente, que indica 100% de capital próprio nos campos referentes à estrutura de capital do projeto.

3.8.5. Outras informações

Foi solicitada a apresentação de outros documentos sobre estrutura de capital, capital próprio e capital de terceiros, que são:

1. Quadro de Usos e Fontes, contendo a discriminação dos usos dos recursos, já realizados e a realizar, dividindo-os em financiáveis e não financiáveis e das fontes de recursos, descrevendo os próprios e os de terceiros (financiados);
2. Parecer, elaborado por empresa independente, quanto à capacidade do acionista controlador da empresa em fornecer as garantias exigidas pelos agentes financiadores públicos e privados, com o objetivo de atestar a capacidade do acionista em realizar os investimentos e obter os financiamentos necessários para o pleno funcionamento da usina; e
3. Análise comparativa de alavancagem de usinas termelétricas, elaborada, pela empresa de auditoria contratada independente, com a comparação de alavancagem de projetos de geração termelétrica (*peer group analysis*), preferencialmente de geração a carvão.

Sobre o Quadro de Usos e Fontes, em documento enviado pelo agente responsável pelo CTJL (Diamante Energia Ltda.) [19], datado de 26 de abril, é descrito que:

Quanto a este item, a Diamante informa que, diante da ausência de previsão de financiamentos, conforme já mencionado em declaração própria enviada à EPE, a apresentação do quadro de Usos e Fontes torna-se obsoleto, motivo pelo qual, a Diamante entende que este item está superado.

Com relação ao parecer solicitado quanto à capacidade do acionista da empresa em fornecer as garantias, é mencionado que:

Por fim, quanto ao item D, da mesma forma que o item A, diante da ausência de previsão de financiamentos, conforme já mencionado em declaração própria enviada à EPE, a apresentação de capacidade do acionista controlador da empresa em fornecer as garantias exigidas pelos agentes financiadores públicos e privados torna-se obsoleto, motivo pelo qual, a Diamante entende que este item está superado.

Em atendimento ao item referente à análise comparativa de alavancagem de usinas termelétricas, foi encaminhado laudo elaborado pela empresa Ernst & Young [20], no qual constam quatro casos de referência de usinas termelétricas a carvão que atuam no mercado polonês, que contam com média de endividamento de 34,5%, considerando os anos fiscais de 2019 a 2021, a saber: *PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.; Eesti Energia AS*; *CEZ, a.s.* e *Vattenfall AB*, conforme Figura 7.

Endividamento em Relação ao PL	dez-19	dez-20	dez-21
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	22,8%	21,6%	19,0%
Eesti Energia AS	38,5%	33,4%	27,8%
CEZ, a.s.	39,5%	37,8%	46,3%
Vattenfall AB	55,1%	56,1%	44,9%
Média	**39,0%**	**37,2%**	**34,5%**

Figura 7 – Dados de alavancagem de usinas termelétrica a carvão

Fonte: Ernst & Young

A seguir, apresentamos o texto da conclusão da análise realizada pela empresa Ernst & Young:

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem adotado políticas de total restrição ao financiamento de projetos que envolvam atividades associadas à extração e utilização de carvão mineral, basicamente devido aos impactos ambientais associados a essa indústria, sobretudo os associados às emissões de gases de efeito estufa. Nesse cenário, foram conduzidas análises necessárias e suficientes para avaliar o endividamento considerado, levando em conta as características da Diamante em relação ao mercado de geração no Brasil.

Assim, o mercado da Polônia foi identificado como um referencial apropriado, dado seu considerável número de usinas termelétricas a carvão. Historicamente, o carvão desempenhou um papel importante na matriz energética da Polônia, fornecendo uma parte substancial da eletricidade do país e isso se deve em parte à abundância de reservas de carvão na Polônia e à longa tradição do país na mineração e uso desse recurso.

No contexto deste mercado foram consideradas as empresas comparáveis PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Eesti Energia AS, CEZ, a.s. e Vattenfall AB para análise do endividamento, ao longo dos anos fiscais de 2019 a 2021, dado sua importância para o mercado Polonês, de acordo com o relatório de crédito publicado pela Moody's. Pela análise observou-se que, em 2021, a média de endividamento foi de 34,5%, apresentando uma tendência de queda ao longo dos três anos históricos.

Portanto, foi determinado que um endividamento de 30,0% representaria um cenário otimista para o mercado. Dessa forma, considerando a indisponibilidade de financiamento pelo BNDES e as perspectivas do mercado polonês, que indicam um endividamento médio de 30,0%, conclui-se que a alavancagem máxima para o CTJL poderia ser 30,0%, embora a cenário base de alavancagem para o CTJL estaria em torno de 15,0%.

Comentários EPE

Entende-se não ser necessária a realização do cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC - *Weighted Average Capital Cost*), visto que este é composto pelos valores do custo de capital próprio e custo de capital de terceiros, ponderados pela participação de cada tipo na estrutura de capital, ou seja, parcelas de capital próprio e de capital de terceiros (endividamento).

Dado o declarado pelo agente responsável pelo CTJL, de que o valor de investimento previsto é inteiramente viabilizado por capital próprio, isto é, não há previsão de financiamento, os parâmetros a serem considerados devem ser somente referentes ao capital próprio.

3.9. Informações complementares

Foram também solicitadas informações e documentos adicionais, a fim de complementar as análises realizadas para o cálculo do preço de contratação da energia a ser gerada pelo CTJL.

3.9.1. Contratos de comercialização de energia elétrica

Nas Instruções de envio da EPE, foi solicitado que fosse emitida uma declaração comprovando a inexistência de contratos de comercialização de energia elétrica firmados com fornecimento previsto a partir do início da vigência do Contrato de Energia de Reserva (CER), de que trata o inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299/2022. Além disso, foi solicitado o envio de contratos firmados anteriormente no Ambiente de Contratação Regulada ou Livre.

Em reunião, realizada em 5 de abril de 2024, o agente informou que não seria possível enviar os contratos solicitados no documento de instruções de envio, devido à exigência de confidencialidade pelas contrapartes. Diante disso, ficou acordado que o agente enviaria apenas a declaração de inexistência de contratos de venda de energia a partir de janeiro de 2025. Esse documento [21] foi enviado pela Diamante Energia Ltda em 17 de abril de 2024, no qual é mencionado que:

> *Para fins de comprovação, a Diamante informa que os Contratos de Venda de Energia Elétrica vigentes, celebrados entre Diamante e Engie Brasil Energia Comercializadora Ltda., encerrarão em 31/12/2024, sendo eles o Contrato DIA-21.008-CVE-C; Contrato DIA-21.009-CVE-C; e Contrato DIA-21.010-CVE-C.*

3.9.2. Parecer de melhores práticas de gestão

Foi solicitada a apresentação do parecer de consultoria independente em gestão, avaliando a utilização das melhores práticas de gestão pelo acionista e a adequação da estrutura de pessoal da empresa. O objetivo desse parecer é comprovar que as melhores práticas de gestão estão sendo empregadas pelo acionista e que a estrutura de pessoal é adequada, contribuindo para a modicidade tarifária.

Em resposta a essa solicitação, o documento emitido pela empresa Promon Engenharia [4] , no item 9.1, descreve os seguintes certificados apresentados pela empresa Diamante Energia Ltda:

> *1. CERTIFICADO ISO 45001*
>
> *CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION HOLDING SAS – UK BRANCH*
>
> *CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA*
>
> *NORMA: ISO 45001:2018*
>
> *ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL*
>
> *VALIDADE: 26-11-2025*
>
> *CERTIFICADO: BR038764 REV 1 – EMISSÃO 09/09/2022*

2. CERTIFICADO ISO 9001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 9001:2015

ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL

VALIDADE: 24-11-2025

CERTIFICADO: BR038762 VERSÃO 1 – EMISSÃO 09/09/2022

3. CERTIFICADO ISO 14001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 14001:2015

ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL

VALIDADE: 24-11-2025

CERTIFICADO: BR038763 VERSÃO 1 – EMISSÃO 09/09/2022

4. CERTIFICADO ISO 50001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION HOLDING SAS – UK BRANCH

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 50001:2018

ESCOPO: ELECTRIC POWER GENERATION SERVICES IN THE JORGE LACERDA

THERMOELETRIC COMPLEX.

VALIDADE: 27-02-2027

CERTIFICADO: IND.23.7607/EN/U VERSION 1 – EMISSÃO 29/09/2023

Após a apresentação dos certificados, é dado o parecer abaixo:

> *"Face aos certificados apresentados, dentro de seus prazos de validade e com certificação feita por empresa de primeira linha, certificamos que a empresa auditada possui práticas de gestão compatíveis com as demais empresas do setor."*

3.9.3. Balanços de usinas a carvão nacional

Também foi solicitado, no documento de Instruções de envio, que fossem apresentados balanços patrimoniais de usinas termelétricas a carvão nacional, com análise comparativa de múltiplos (*peer group analysis*) feita por empresa contábil independente.

No dia 19 de abril de 2024, o agente entrou em contato por e-mail, solicitando que os balanços de usinas similares ao CTJL em mercados internacionais substituíssem os solicitados balanços de usinas a carvão nacional. A justificativa da solicitação foi a impossibilidade de encontrar dados de usinas similares no Brasil. Em resposta, no dia 22 de abril, a EPE esclareceu que, para a alteração solicitada (envio de balanços de usinas de outros países em vez de nacionais), seria necessário registrar, em forma de declaração, a impossibilidade de encontrar os dados das usinas nacionais, juntamente com o envio dos dados de outras usinas, similares ao CTJL, de mercados internacionais semelhantes ao brasileiro. Em seguida, foi encaminhado um laudo emitido pela empresa Ernst & Young [22], o qual apresenta a seguinte conclusão:

Durante a elaboração deste Laudo buscamos acessar as demonstrações financeiras das empresas térmicas de energia movidas a carvão mineral da região sul, com o intuito de embasar nossa análise e comparação das métricas do mercado energético com o CTJL, conforme citado abaixo:

- *Usina Termelétrica de Figueira S.A. (Utelfa);*
- *Usina Termeletrica Pampa Sul S.A.;*
- *Usina Termelétrica Presidente Médice – Candiota III;*
- *Usina Termelétrica Presidente Médice – Candiota A e B;*
- *Usina Termelétrica Charqueadas;*
- *Usina Termelétrica São Jerônimo.*

No entanto, dado que a maioria dessas empresas opera sob o regime de capital fechado, isso implica na não divulgação pública de seus números financeiros. Esta característica tornou inacessível as informações contábeis e financeiras dessas organizações através dos meios tradicionais de pesquisa.

Diante desse cenário, é importante ressaltar que a falta dessas informações impõe desafios adicionais pois sem acesso às demonstrações financeiras dessas empresas, impossibilitou-se a avaliação de suas performances financeiras e a análise de suas métricas operacionais.

4. Descrição da metodologia do cálculo do preço

Com base na interpretação da Lei nº 14.299/2022 e da Portaria nº 768/GM/MME/2024, o fluxo do processo de cálculo para o preço de contratação está ilustrado pela Figura 8:

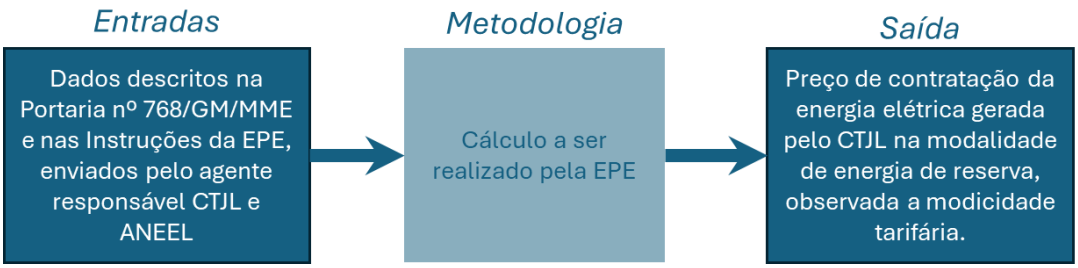


Figura 8 - Processo de cálculo para o preço de contratação do CTJL

Após a descrição dos parâmetros considerados como "entradas" na seção anterior, esta seção detalhará a metodologia utilizada pela EPE para a realização do cálculo, representando a segunda etapa do processo.

Em conformidade com o disposto no Inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299/2022 e considerando o rol de competências atribuídas à EPE (descritas pela Lei nº 10.847/2024), o método adotado para calcular o preço de contratação da energia elétrica pelo CTJL, observada a modicidade tarifária, será a avaliação de Fluxo de Caixa Descontado, visando gerar a Tarifa de Equilíbrio (TEQ) para a venda da energia a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL).

A avaliação de Fluxo de Caixa Descontado – FCD (*Discounted Cash Flow Valuation*) é utilizada para estimar o valor de qualquer ativo descontando os fluxos de caixa esperados desse ativo a uma taxa que reflita o grau de risco. Em outras palavras, é o valor presente dos fluxos de caixa esperados desse ativo [23] .

A fórmula geral utilizada para a valoração de um ativo através desse método é:

$$Valor\ do\ ativo = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(Fluxo\ de\ Caixa_t)}{(1+r)^t},$$

onde é realizado o somatório dos valores esperados dos fluxos de caixa, considerando que o ativo tem uma vida útil de N anos e r é a taxa de desconto que reflete o risco observado.

Já a Tarifa de Equilíbrio (TEQ) corresponde ao valor que, ao compor a receita de venda ao longo do horizonte de análise, observados parâmetros e condicionantes, iguala o valor presente dos investimentos ao valor presente dos fluxos dos resultados anuais do empreendimento. Ou seja, a TEQ é o valor que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa anuais a zero.

O Valor Presente Líquido (VPL) pode ser utilizado como ferramenta para apoio na tomada de decisão em análises que tenham montantes financeiros distribuídos ao longo de vários períodos, visto que abrange o conceito do "valor do dinheiro no tempo", ou seja, considera que um valor estimado em um período futuro tem valor diferente no presente [24] [25]. O método do VPL é amplamente utilizado para análise de projetos para que várias alternativas possam ser avaliadas e comparadas sob uma base comum do valor "de hoje" [26]. Ele pode ser usado para muitos tipos de decisões, especialmente aquelas com fluxos de receitas e despesas ao longo de vários anos e, assim como em qualquer processo decisório, existem variáveis subjetivas que poderão afetar as escolhas a serem feitas [27].

Dado que o VPL de um projeto é a soma dos valores presentes dos fluxos de caixa esperados, tanto positivos quanto negativos, que ocorrem ao longo da vida de um projeto [23] e que a TEQ tem como objetivo igualá-lo a zero, o equilíbrio é dado pela fórmula geral:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(Fluxo\ de\ Caixa_t)}{(1+r)^t} - Investimento\ Inicial = \mathbf{0}\,.$$

Adaptando a fórmula para o cálculo do preço de contratação a ser realizado, visto que, por ser uma usina existente, não tem investimento inicial, os fluxos de caixa podem ser decompostos em:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(Receita_t - Despesas_t)}{(1+r)^t} = \mathbf{0}\,.$$

Como descrito anteriormente e destacado na linha do tempo apresentada na Figura 2, foi realizado um workshop com objetivo de apresentar a metodologia de cálculo exposta acima. O convite e o registro dos principais pontos abordados no workshop constam no ANEXO 5.

5. Resultados obtidos

A Tabela 6 consolida os parâmetros utilizados no cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL), que foram apresentados detalhadamente no item 3, assim como o preço resultante do cálculo.

Tabela 6 – Parâmetros utilizados no cálculo do preço de contratação do CTJL

	Parâmetros principais	Unidade	Valores
1	**Energia gerada**		
	Potência instalada	MW	740
	Energia contratada (Inflexibilidade)	MW med	382,48
2	**Investimento**		
	Investimento total	R$/kW	4.137,45
3	**Despesas operacionais**		
	O&M fixo	R$/kW.ano	409,05
	O&M variável	R$/MWh	6,22
	Combustível[24]	R$ mil/ano	1.085.747
	Encargos do sistema[25]	R$/mês	4.496.837,17
4	**Parâmetros financeiros**		
	Prazo contratual	anos	15
	Custo de Capital Próprio	% aa	10,26
	Depreciação (período)	anos	15
5	**Financiamento**		
	Total Financiado	% Inv. total	0
6	**Tributos / Encargos**		
	PIS	%	1,65
	COFINS	%	7,60
	TFSEE - Taxa de Fisc. Aneel	R$/kW.ano	4,3117
	P&D	%	1,0
	Imposto de Renda	%	25,0
	Contribuição Social	%	9,0
	Preço de contratação	**R$/MWh**	**564,37**

Com isso, tem-se que a receita total anual do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda será de **R$ 1.890,94 milhões**[26], ou seja, **R$ 2.555,33/kW por ano**.

O preço calculado, de R$ 564,37/MWh, tem como data-base o mês de janeiro de 2025, dado que, no Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, é descrito que o valor se refere a contratação da energia elétrica a ser gerada pelo CTJL a partir desta data.

[24] Incluindo os gatos com combustível principal (carvão) e combustível secundário (óleo diesel).
[25] Inclui os encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e os encargos de conexão.
[26] Receita bruta total anual = R$ 1.890.943.007,99.

6. Análise de Modicidade Tarifária

Com base na interpretação do art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que regulamenta o regime de concessão e permissão para a prestação de serviços públicos, conforme previsto no art. 175 da Constituição Federal, entende-se que a prestação de serviço adequada inclui a garantia da modicidade tarifária.

> *Art. 6o Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.*
>
> *§ 1o Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.*

Conforme mencionado no Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, no cálculo do preço para contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL deverá ser observada a modicidade tarifária.

> *III - contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL na modalidade de energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, por meio de Contrato de Energia de Reserva elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, ao preço calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.*

Sendo assim, será realizada análise para a observância da modicidade tarifária em relação ao preço calculado para a contratação da energia a ser gerada pelo CTJL, conforme apresentado no item anterior. Entende-se que essa avaliação deve ser feita pela comparação do preço final, em R$/MWh, com outras referências de preço de energia elétrica.

Ressalta-se que a análise não tem como objetivo reproduzir a avaliação de impacto tarifário, atividade executada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que apresenta o impacto nas tarifas das distribuidoras em relação a alguma alteração proposta.

Além disso, também é importante mencionar que a análise está sendo realizada em relação ao preço de compra de energia elétrica, que é uma das parcelas do valor total da tarifa paga pelos consumidores de energia elétrica. A tarifa também inclui custos de distribuição, transmissão, encargos e impostos. É fundamental considerar que os parâmetros utilizados na avaliação comparativa possuem incertezas e limitações, as quais devem ser levadas em conta na interpretação dos resultados obtidos.

A contratação da energia a ser produzida pelas usinas do complexo termelétrico Jorge Lacerda será realizada na modalidade de energia de reserva, conforme trecho da Lei nº 14.299/2022, a qual é referenciada ao Art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004, que descreve:

> *Os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento.*

Pela descrição acima, os custos de contratação da energia a ser gerada pelo complexo de usinas serão rateados por todos os consumidores do SIN, participantes dos dois ambientes de contratação (regulado e livre).

Para a avaliação do preço resultante dos cálculos realizados para a contratação de energia elétrica do CTJL, que foi de R$ 564,37/MWh, foram utilizadas algumas referências de preços de compra de energia elétrica. Essas referências são descritas nos itens a seguir, e cada item, inclui um gráfico comparativo que apresenta os dados analisados e o preço calculado.

6.1. Análise comparativa com preços de leilões de energia realizados no SEB

Os leilões realizados para contratação de energia elétrica são mecanismos de mercado, introduzidos na reforma do setor elétrico, que visam aumentar a eficiência da contratação de energia, procurando garantir o suprimento de eletricidade da população ao menor custo [28]. O critério adotado nas negociações é o de menor tarifa para definição dos vencedores, o que visa a modicidade tarifária. O objetivo dessas negociações é garantir antecipadamente o atendimento à demanda energética, por meio da assinatura de contratos de longo prazo entre os consumidores e os geradores [29].

Assim, foram analisados, primeiramente, os valores atualizados dos preços de venda de energia elétrica nos leilões realizados para atendimento de energia do SEB. Essas informações são disponibilizadas de forma consolidada em boletim mensal publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [29], que também inclui o histórico de todos os leilões já realizados. Os valores são atualizados mensalmente com base no IPCA acumulado no período [28].

6.1.1. Preços, médios, mínimos e máximos, por fonte energética

Nos leilões de energia são negociados contratos com geradores de diversas fontes de energia elétrica, incluindo usinas hidrelétricas, eólicas, solares e termelétricas que utilizam diversos tipos de combustíveis, como biomassa, gás natural, carvão mineral, entre outros.

Com base em dados do Boletim informativo mensal mais atualizado da CCEE[27], referente aos resultados dos leilões realizados[28], a Figura 9 apresenta os preços médios de contratação por fonte energética dos Leilões de Energia, comparados com o valor calculado do preço de energia a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.



Figura 9 - Comparação entre os preços médios por fonte energética dos leilões de energia realizados e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Já a Figura 10 apresenta as faixas de preços, mínimos e máximos, de contratação das fontes energéticas observadas nos leilões de energia realizados até o momento. A linha tracejada na figura indica o valor calculado para a compra da energia a ser gerada pelo CTJL.

[27] InfoLeilão Dinâmico - 081 - Jan/2025. Acesso em 30 de janeiro de 2025.
[28] Segundo informativo de "Premissas e Observações", a análise apresenta os resultados dos leilões quando da sua ocorrência, logo, não contempla alterações das seguintes naturezas: período de suprimento, combustível e redução decorrente de MCSD.

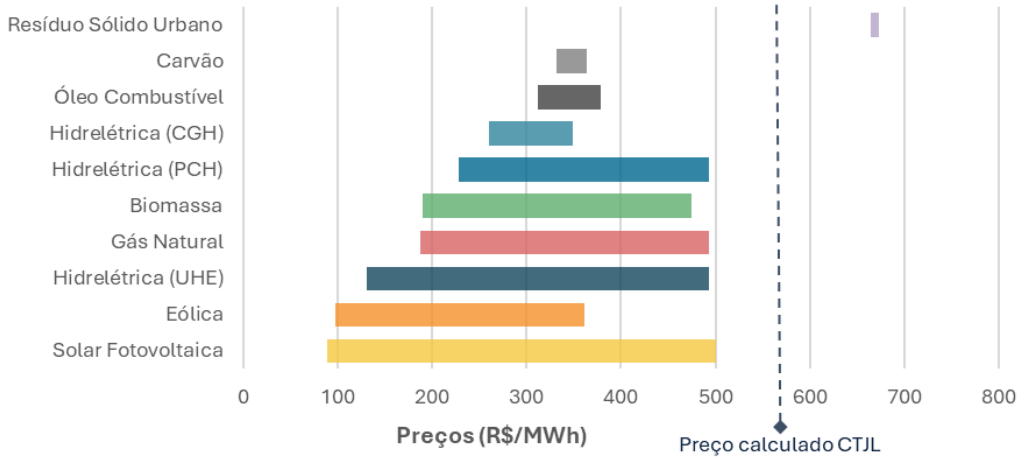


Figura 10 - Valores mínimos e máximos de preços dos leilões de energia realizados, por fonte energética, e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

6.1.2. Preços, médios, mínimos e máximos, por tipo de leilão

Para garantir a diversidade e a modernização da matriz, o setor elétrico realiza diversos tipos de leilões, que tem como objetivos, além de contratar energia pelo menor preço possível (modicidade tarifária), atrair investidores para novas usinas de geração de energia e reter a geração existente [30].

Na Figura 11 são apresentados todos os tipos de leilões que são realizados para a contratação da energia elétrica necessária ao atendimento do mercado, bem como o período de antecedência em que esses leilões podem ser realizados.



Figura 11 – Tipos de Leilões de contratação de energia e período para realização
Fonte: CCEE

Para essa análise comparativa, foram avaliados preços realizados em todos os tipos de leilões com exceção do Leilão de Ajuste e do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (1º LRC), de 2021, devido às características específicas desses certames.

Com base nos dados do mesmo Boletim informativo da CCEE[29] consultado no item anterior, a Figura 12 apresenta a comparação do valor médio dos preços por tipo de leilão[30] e o preço calculado para a energia a ser gerada pelas usinas do complexo.

[29] InfoLeilão Dinâmico - 081 - Jan/2025. Acesso em 30 de janeiro de 2025.
[30] Obtidos pelo cálculo da média dos valores anuais, por tipo de leilão, do ano de 2025 ao ano de 2039, que se refere ao período contratual do CTJL.



Figura 12 - Comparação entre os preços médios, por tipo de certame, dos leilões de energia realizados e o preço calculado para a energia do CTJL
Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

A Figura 13 permite observar os valores mínimos e máximos dos preços negociados por tipo de leilão nos certames realizados até o momento, juntamente com o valor calculado para a contratação da energia a ser gerada pelo CTJL, representado pela linha tracejada na figura.

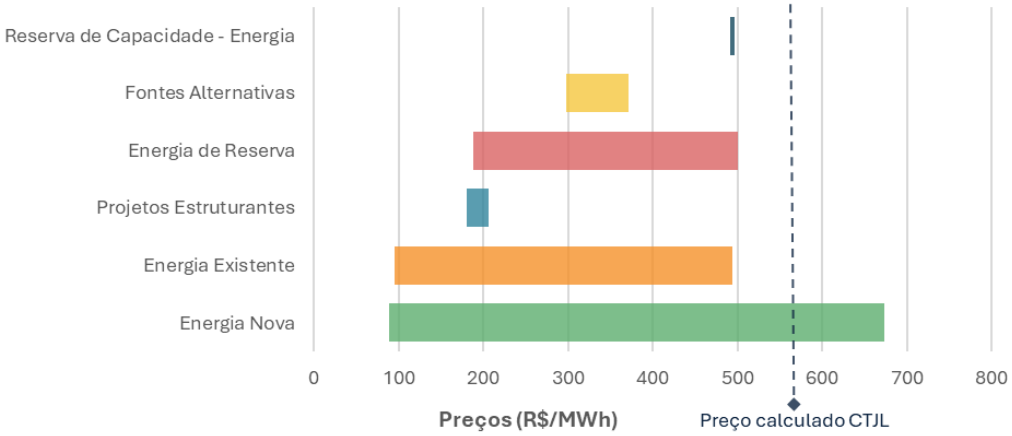


Figura 13 - Valores mínimos e máximos de preços dos leilões de energia realizados, por tipo de certame, e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

6.2. Análise comparativa com outras referências de preço de energia

Além dos valores demonstrados acima, referentes aos leilões de contratação de energia já realizados no SIN, também foram identificadas outras referências de preço que podem ser comparadas com o preço da energia a ser gerada pelo CTJL, sob a ótica de modicidade tarifária.

6.2.1. Custo nivelado de energia para a fonte termelétrica a carvão (LCOE-Carvão)

O custo nivelado da eletricidade (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE) é uma métrica econômica utilizada para estimar o custo de geração da energia elétrica por uma usina, calculada pelo custo total de construção e operação da unidade geradora durante sua vida útil dividido pela produção total de eletricidade gerada durante esse período, levando em conta também os custos de financiamento [31].

Essa métrica é amplamente utilizada para comparar diferentes tecnologias de geração de energia a partir da combinação de valores de Investimentos (C*apital Expenditures* – CAPEX), dos Custos de Operação e Manutenção (O&M), dos custos de combustível e do desempenho. Entretanto, a métrica não contempla em sua formulação componentes que representam encargos, degradação de equipamentos, entre outros, que devem ser levados em consideração para análise mais detalhada a respeito dos custos das fontes de geração. Cabe mencionar também que a comparação com base em valores de LCOE é feita para fins de

ilustração, pois sabe-se que, para análise de viabilidade dos projetos de geração de energia, devem ser realizados estudos mais detalhados considerando fatores multidisciplinares adicionais que traduzam cenários mais aderentes à realidade do mercado de cada fonte e tecnologia analisada.

Para definição do valor a ser considerado para este parâmetro, foram pesquisadas publicações recentes com valores de LCOE calculados para a fonte termelétrica a carvão, como as citadas a seguir.

No relatório "*Projected Costs of Generating Electricity*" [32], o valor do LCOE-carvão calculado para o Brasil, varia entre US$ 47/MWh e US$ 56/MWh, a depender da taxa de desconto considerada. Além desses dados, também são informados valores de LCOE-carvão referentes a outras regiões do mundo, que variam entre US$ 75/MWh e US$ 110/MWh, se considerada a taxa de desconto de 7%. Em outro documento publicado pela International Energy Agency (IEA), "*World Energy Outlook 2023*" [33], são estimados custos nivelados de energia para a fonte termelétrica a carvão, considerando diversas regiões do mundo (Estados Unidos, União Europeia, China e Índia), cujo valor médio, entre os países, do LCOE-carvão referente ao ano de 2022 é de US$ 108/MWh.

No relatório "*Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0*" [34], publicado no ano de 2024, são apresentadas faixas de valores de LCOE-Carvão, US$ 69/MWh (mínimo) e US$ 168/MWh (máximo), assim como o valor médio de LCOE de uma usina a carvão totalmente depreciada, de US$ 71/MWh, que pressupõe que o valor de recuperação de um ativo de carvão descomissionado é equivalente aos seus custos de descomissionamento e restauração do local e os dados de entradas (fatores de capacidade, combustível, despesas operacionais variáveis e fixas) são derivados de um benchmark de ativos operacionais de carvão nos EUA.

Por refletirem condições de mercado mais atuais, foram utilizados como referência os valores apresentados no relatório da Lazard do ano de 2024, sendo considerado o valor mínimo, máximo e médio de uma usina totalmente depreciada. Para a conversão dos valores para moeda nacional, foi utilizada a taxa de câmbio do mês de dezembro de 2024 (R$ 6,10/US$)[31]. Sendo assim, os valores de LCOE-carvão, convertidos a moeda nacional, são de: **R$ 420,90/MWh** (LCOE-carvão mínimo), **R$ 1.024,80/MWh** (LCOE-carvão máximo) e **R$ 433,10/MWh** (LCOE-carvão usina totalmente depreciada).

6.2.2. ACR Médio

Por definição, de acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - submódulo 5.1[32], o valor do ACR Médio é o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR, apurado pela ANEEL com base nos valores considerados no cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes das concessionárias de distribuição interligadas ao SIN, incluindo: o custo total de compra de energia considerado no cálculo da Parcela A; o custo total com encargos setoriais considerados na Parcela A; a conta de variação da Parcela A (CVA) em processamento de compra de energia e encargos setoriais, adicionadas as receitas das bandeiras tarifárias; a CVA saldo a compensar; o diferencial tarifário relacionado à contratação de energia da Eletrobras Termonuclear S/A – Eletronuclear; o custo total com transmissão de energia; a CVA de Rede Básica e transporte de Itaipu; e a energia requerida.

Para fins de apuração dos reembolsos mensais da CCC (Conta Consumo de Combustíveis), feita pela CCEE, a ANEEL publica anualmente os valores do ACR médio e dos fatores de corte de perdas regulatórias, por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT).

Conforme descrito no Despacho nº 3.080, de 10 de outubro de 2024, o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada (ACRméd) para o ano civil de 2025 foi fixado pela ANEEL em **R$ 307,29/MWh**[33].

6.2.3. Preço de contratação de longo prazo no ACL

Como referência do preço de contratação de longo prazo no ACL, foi utilizado o índice de preço de longo prazo do Boletim da Curva *Forward* da empresa DCIDE[34] [35], que é o preço de referência para valoração de energia a ser contratado nos próximos quatro anos para o ACL. Os índices apresentados no

[31] Fonte: IpeaData. Disponível em: http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx

[32] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_1_V1_0C.pdf

[33] Destaca-se que a EPE não faz projeção de ACR médio, sendo assim, o presente documento utilizará o último valor vigente para fins de análise.

[34] A DCIDE é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica.

boletim são calculados com base nas métricas do *pool* de preços apuradas semanalmente pela plataforma, utilizando as referências da curva *forward* de energia elétrica dos agentes classificados como comercialmente mais ativos [36].

Os índices apresentados no Boletim da Curva *Forward* da empresa DCIDE representam os preços de referência para energia elétrica, divididos entre a fonte Convencional e Incentivada (com 50% de desconto na TUSD), no submercado Sudeste e Centro-Oeste, e têm o objetivo de refletir a atual conjuntura de mercado para maturidades próximas ao suprimento, índices trimestrais, e distantes do suprimento, índices de longo prazo.

A apuração destes índices[35] é realizada semanalmente pela empresa DCIDE utilizando um processo de benchmark das curvas *forward*, onde os agentes mais comercialmente ativos inserem suas referências de preços individuais para um horizonte de cinco anos em troca de métricas agregadas de todos os participantes do processo, e, para garantir a representatividade e qualidade da informação é implementado um processo de validação das curvas individuais, que tem como uma de suas etapas a aplicação de um algoritmo estatístico que minimiza a influência de valores atípicos, não representativos da condição atual de mercado.

O índice para energia convencional nos próximos quatro anos (para os anos de 2026 a 2029) publicado no Boletim Semanal da Curva *Forward* da empresa DCIDE mais recente foi medido como **R$ 156,14/MWh**[36] (Índice Convencional Longo Prazo).

A comparação das diferentes referências de preço de energia supracitadas e o preço calculado para contratação da energia a ser gerada por CTJL é apresentada na Figura 14.



Figura 14 - Comparação entre referências de preço de energia e o preço calculado para a energia do CTJL
Fonte: Elaboração própria com dados da Lazard, DCIDE e ANEEL

[35] O processo de apuração das curvas dos agentes, cálculo das métricas e validação da informação é amplamente divulgado e reconhecido pelo mercado e a empresa DCIDE disponibiliza a documentação de cada etapa deste processo.
[36] Boletim Semanal Curva Forward DCIDE – Semana 05 (publicado em 29/01/2025).

7. Considerações finais

Em conformidade com o Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou o cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), na modalidade de energia de reserva. O cálculo foi realizado observando a modicidade tarifária e levando em consideração a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação da Lei, conforme montante de energia informado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Portaria nº 768/GM/MME, publicada em 5 de fevereiro de 2024, estabeleceu, em seu Art. 3º, atribuições a EPE em relação ao processo de cálculo do preço de contratação do CTJL, que serão descritas a seguir.

A primeira atribuição foi a publicação de instruções contendo o detalhamento das informações necessárias para obtenção dos valores referenciais para o cálculo do preço, conforme descrito no Inciso I. Essa atribuição foi cumprida com a publicação do documento "*Instruções - Envio de Informações Necessárias ao Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL*", no dia 27 de março de 2024.

No documento de Instruções publicado, também foi atendida a segunda solicitação feita através do Inciso II do mesmo artigo da Portaria, que fixa o prazo máximo de 30 dias para o recebimento das informações. Esse prazo foi contado a partir da publicação do documento. Conforme descrito no item 2 deste relatório, o agente responsável pelo CTJL (Diamante Energia) cumpriu o prazo inicial, enviando a primeira remessa de dados até o dia 27 de abril. No entanto, após solicitações de esclarecimentos feitos pela EPE, houve o envio de novos dados 25 dias após o prazo original estipulado nas Instruções.

O Inciso III atribuiu à EPE a responsabilidade de avaliar a documentação disponibilizada pelo agente responsável pelo CTJL, bem como de solicitar informações, documentos e pareceres adicionais, e promover diligências com vistas a complementações de análises necessárias à realização do cálculo do preço. Essas atividades foram realizadas a partir do início do envio dos dados pelo agente e continuaram ao longo do período de elaboração das análises, como está descrito nos itens 2 e 3 e ilustrado na linha do tempo da Figura 2.

Por fim, o Inciso IV estabeleceu à EPE a atribuição de emitir Relatório Técnico contendo as análises realizadas e os resultados obtidos referentes ao cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária. Por isso, a fim de atender ao solicitado, foi elaborado o presente documento.

Este relatório foi dividido em seis partes, sendo elas: (1) Introdução; (2) Plano de trabalho; (3) Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo; (4) Descrição da metodologia do cálculo do preço; (5) Resultados obtidos; e (6) Análise de modicidade tarifária.

Na primeira parte foi feita a contextualização em relação ao estudo a ser feito, para o cálculo do preço de contratação do CTJL e na segunda parte foram descritos as atividades e os prazos do plano de trabalho estipulado pela EPE (original e revisado) para a realização do cálculo, assim como foram destacados fatos ocorridos considerados relevantes ao processo.

No item seguinte (terceira parte), foram apresentados detalhadamente todos os dados e informações utilizadas para o cálculo do preço, com a reprodução dos textos e valores contidos nos documentos enviados pelo agente responsável pelo CTJL e, em alguns casos, foram feitos comentários considerados pertinentes aos parâmetros utilizados no cálculo.

Na quarta parte do relatório, a metodologia utilizada no cálculo do preço de contratação foi apresentada, com a descrição dos conceitos referentes a avaliação de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e a Tarifa de Equilíbrio (TEQ).

A tabela com a consolidação dos parâmetros utilizados no cálculo é mostrada na quinta parte do relatório, assim como o preço resultante obtido, de **R$ 564,37/MWh**, que gera uma receita anual total de R$ 1.890,94 milhões.

No último item, foi realizada uma avaliação comparativa entre o preço calculado para a energia a ser gerada pelo CTJL e outras índices ligados a compra de energia elétrica, como os preços resultantes de leilões de energia realizados no SIN e outras referências de preço de energia, como ACR médio, índice de longo prazo de contratos no ACL e LCOE publicados em referências internacionais.

Ao comparar o preço calculado para a energia gerada pelo CTJL com outras referências, é importante destacar que essa avaliação serve apenas como base comparativa, sem reproduzir uma avaliação de impacto tarifário. Esta contratação, nos termos da Lei nº 14.299/2022, envolve não apenas o fornecimento energético, mas também fatores como o desenvolvimento socioeconômico da região e a cadeia produtiva do carvão mineral, que, embora não diretamente mensuráveis na análise tarifária, têm relevância no contexto da política pública proposta. Ainda, dispor de um recurso controlável e despachável, numa região com alta variabilidade hidrológica e num sistema com permanente ingresso de fontes renováveis variáveis é outro aspecto positivo quanto o recurso energético CTJL.

Como descrito no § 2º do Art. 3º da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, os documentos e análises realizadas pela EPE neste relatório tem a finalidade única e exclusiva de compor o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL, de que trata o Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022.

Cabe mencionar que, conforme descrito no Art. 7º da Portaria supracitada, o Ministério de Minas e Energia irá realizar Consulta Pública abrangendo este Relatório Técnico, elaborado pela EPE.

Por fim, diante da complexidade e do rigor técnico envolvidos no processo de cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), é fundamental destacar a importância da transparência e da precisão em cada etapa do processo. A EPE se empenhou em garantir que todas as informações e análises fossem baseadas em dados robustos e metodologias consagradas, com o cumprimento das diretrizes estabelecidas pela legislação vigente. A EPE cumpriu com todas as etapas do processo, demonstrando agilidade e eficiência na condução das atividades, o que reforça o compromisso da EPE com a transparência e a responsabilidade no desenvolvimento de estudos técnicos que impactam diretamente o setor energético brasileiro.

8. Referências

[1] Diamante Energia, “1. A. Características Gerais do Empreendimento - revisão 2,” 2024.

[2] Diamante Energia, “1B. Dados operacionais e características técnicas das Usinas - Revisão 1,” 2024.

[3] Diamante Energia, “5. Custo do combustível B - Dados referentes ao consumo de combustível da usina Revisão 01,” 2024.

[4] PROMON Engenharia, “RELATÓRIO – RESULTADOS DE VERIFICAÇÃO INDEPENDENTE DE DADOS DO CT JORGE LACERDA – CAPEX, OPEX E PRÁTICAS DE GESTÃO,” Revisão 1, 2024.

[5] PROMON Engenharia, “RELATÓRIO – RESULTADOS DE VERIFICAÇÃO INDEPENDENTE DE DADOS DO CT JORGE LACERDA – CAPEX, OPEX E PRÁTICAS DE GESTÃO,” Revisão 2, 2024.

[6] Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda, “Laudo técnico para o atendimento dos quesitos ambientais apontados na nota técnica da Empresa Pública de Energia – EPE, para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL,” Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda, 2024.

[7] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.

[8] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “Revisão - Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.

[9] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “AUX - Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, Documento auxiliar ao Laudo do item 7 datado de 21 de maio de 2024, 2024.

[10] Fundação Luiz Englert, “Avaliação das reservas e recursos de carvão CE4500 para fornecimento ao CTJL no período 2025-2040,” 2024.

[11] Gaia Silva Gaede Advogados, “Diamante Geração de Energia Ltda. - Tributos, Encargos e Custos Setoriais PR2322550,” 2024.

[12] Diamante Energia Ltda, *Carta - Declaração de ausência de financiamento,* Capivari de Baixo - SC, 2024.

[13] Martinelli Advogados, “THE BENEFITS OF INTEREST ON EQUITY (“JCP”) FOR BUSINESSES,” Martinelli Advogados, 05 09 2023. [Online]. Available: https://www.martinelli.adv.br/en/the-benefits-of-interest-on-equity-jcp-for-businesses/#:~:text=Interest%20on%20Equity%20(JCP)%20is,is%20taxed%20at%20the%20source.. [Acesso em 08 2024].

[14] V. M. F. d. L. Castro, “JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO: NATUREZA DO RENDIMENTO À LUZ DOS ACORDOS PARA EVITAR A DUPLA TRIBUTAÇÃO”.*Revista Direito Tributário Atual* .

[15] D. R. R. S. d. Silva, “Understanding Brazil's Interest on Equity,” B18 editora, 18 04 2022. [Online]. Available: https://www.b18.com.br/en/understanding-brazils-interest-on-equity/. [Acesso em 08 2024].

[16] Consultor Jurídico, “Juros sobre capital próprio antes e depois da Lei 14.789/2023,” Consultor Jurídico, 04 04 2024. [Online]. Available: https://www.conjur.com.br/2024-abr-04/juros-sobre-capital-proprio-antes-e-depois-da-lei-14-789-2023/. [Acesso em 08 2024].

[17] InfoMoney, “Juros Sobre Capital Próprio (JCP): o que são e como lucrar,” InfoMoney, 08 11 2022. [Online]. Available: https://www.infomoney.com.br/guias/juros-sobre-capital-proprio-jcp/. [Acesso em 08 2024].

[18] Ernst & Young, “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024. - Atende ao item 9c da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024,” Atende ao item 9c da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.

[19] Diamante Energia Ltda, *Documento ID : 06C59BD49E60469FA1573375610FA5BF,* Capivari de Baixo, SC, 2024.

[20] Ernst & Young, "Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024," Atende ao item 9b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, Abril/2024.

[21] Diamante Energia Ltda, " "DECLARAÇÃO DE AUSÊNCIA DE CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FIRMADOS - Documento ID: 2D876E2E-C82E-4DBC-BD05-02238FD42E34," Capivari de Baixo, 2024.

[22] Ernst & Young, "Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024 - Atende ao item 12b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024," Atende ao item 12b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.

[23] A. Damodaran, "The Time Value of Money," em *Corporate Finance: Theory and Practice*, Wiley, 2001, p. 51 a 62.

[24] V. C. Hawawini G, "Finance for Executives, managing for value creation.," *Cincinnati: South-Western,* pp. 185-6, 2002.

[25] W. S. Fuguitt D, "Cost-benefit analysis for public sector decision makers," *Westport (CT): Quorum Books,* pp. 97-101, 1999.

[26] T. Shou, "A Literature Review on the Net Present Value (NPV) Valuation Method," *Advances in Economics, Business and Management Research,* vol. 219.

[27] M. A. Law, "Using net present value as a decision-making tool," *Air Medical Journal,* 10 2004.

[28] CCEE, "Leilões," CCEE, [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado. [Acesso em 21 08 2024].

[29] CCEE, "Leilão - dados e análises," CCEE, [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-leilao. [Acesso em 21 08 2024].

[30] ANEEL, "Leilões - Leilões de Geração," ANEEL, 24 02 2022. [Online]. Available: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/leiloes. [Acesso em 21 08 2024].

[31] World Nuclear Association, "Economics of Nuclear Power - Economics Aspects," WNA, 29 09 2023. [Online]. Available: https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power. [Acesso em 21 08 2024].

[32] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, "Projected Costs of Generating Electricity 2020," 12 2020. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020. [Acesso em 21 08 2024].

[33] IEA, "World Energy Outlook 2023," 10 2023. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023. [Acesso em 21 08 2024].

[34] LAZARD, "Levelized Cost of Energy+," 06 2024. [Online]. Available: https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/. [Acesso em 21 08 2024].

[35] DCIDE, "Boletim da Curva Forward," DCIDE, 21 08 2024. [Online]. Available: https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2024/08/Boletim-S34.24.pdf. [Acesso em 21 08 2024].

[36] DCIDE, "COMO UTILIZAR O BOLETIM SEMANAL DA CURVA FORWARD," [Online]. Available: https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2022/12/Como-utilizar-o-Boletim.2022.pdf. [Acesso em 21 08 2024].

ANEXO II - A SOBREVIDA DO CARVÃO MINERAL NACIONAL



CADERNO TÉCNICO Versão 1.0 - Novembro 2025

A SOBREVIDA DO CARVÃO MINERAL BRASILEIRO

ARAYARA.org

COP30 AMAZON CLIMATE HUB

MONITOR ENERGIA

OBSERVATÓRIO DO CARVÃO MINERAL



INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA

A SOBREVIDA DO CARVÃO MINERAL BRASILEIRO

BRASÍLIA -DF
2025

FICHA TÉCNICA

REALIZAÇÃO

Instituto Internacional ARAYARA

DIRETORES EXECUTIVOS

Dra. Nicole Figueiredo de Oliveira
Diretora Executiva

Phd. Juliano Bueno de Araújo
Diretor Técnico e Campanhas

GERENTES ESPECIALISTAS

George Mendes
Gerente de Geociências

MSc. John Wurdig
Gerente de Transição Energética

Dr. Lucas Kannoa
Gerente Jurídico

Sara Ribeiro
Gerente Especial COP30

EQUIPE TÉCNICA

Alisson Capelli
Coordenador de Geociências e Meio Ambiente

Daniela Barros
Coordenadora de Projetos e Clima

Dra. Hirdan Costa
Especialista em Energia

MSc. Joubert Fuscaldi
Analista Técnico, Climático e de Geociências

Joana Nascimento
Técnica em Geoprocessamento

MSc. Kerlem Carvalho
Coordenadora de Oceano e Águas

Raíssa Felippe
Mobilizadora

Renata Prata
Coord. de Advocacy

Urias Neto
Coord. de Meio Ambiente e Engenharia

BOLSISTAS E PESQUISADORES

Laís Drumond

Isadora Nakai

ORGANIZADORES

Dra. Nicole Figueiredo de Oliveira
Diretora Executiva

PhD Juliano Bueno de Araújo
Diretor Técnico e Campanhas

Urias Neto
Coord. de Meio Ambiente e Engenharia

ELABORAÇÃO

Urias Neto
Coord. de Meio Ambiente e Engenharia

Daniela Barros
Coordenadora de Projeto

MSc. Joubert Fuscaldi
Analista Técnico, Climático e de Geociências

ARAYARA.org

COMUNICAÇÃO

Gabriela Santos
Mobilizadora de Comunicação

Luz Dorneles
Coord. de Comunicação

Nivia Cerqueira
Analista de Relações com a Imprensa

Renata Sembay
Coord. de Cultura, Arte e Mobilização

Fátima França
Jornalista

Amanda Magnani
Jornalista

DIAGRAMAÇÃO

Isabel Machado

APOIO

Equipe Técnica e Científica
da Fundação ARAYARA

ISBN: 978-65-84183-07-0

A Sobrevida do Carvão
Mineral Brasileiro

ARAYARA.org

SEDE NACIONAL BRASÍLIA
Av. Rabelo, 26-D, Brasília, DF,
CEP: 70804-020, Brasil

SEDE ADMINISTRATIVA CURITIBA
Rua Gaspar Carrilho Jr., 01,
Curitiba, PR, CEP:80810-210, Brasil

SEDE URUGUAY MONTEVIDEO
Blvr. Juan Benito Blanco 780,
sala 10 11300 Montevideo,
Dto. de Montevideo, Uruguay

ALMIRANTE TAMANDARÉ
R. Prof.ª Rosa Frederica Johnson,
176, Jardim São Domingos,
Almirante Tamandaré, PR,
CEP: 83.501-680, Brasil

BARRA DO RIBEIRO
R. Fernando Guertum, 170,
Centro, Barra do Ribeiro, RS,
CEP: 92.870-000, Brasil

CORNÉLIO PROCÓPIO
Sit. São José, SN, Pedregulho,
Cornélio Procópio, PR,
CEP: 86.300-000, Brasil

FLORIANÓPOLIS
R. Deputado Antônio Edu Vieira,
93, Apto. 102, Saco dos Limões,
Florianópolis, SC,
CEP: 88.040-000, Brasil

MACAÉ
Av. Atlântica, 500,
Praia Campista, Macaé, RJ,
CEP: 27.920-325, Brasil

SÃO JOSÉ
R. Francisca Duarte, 130,
Flor de Nápoles, São José, SC,
CEP: 88.106-050, Brasil

SÃO PAULO (CAPITAL)
Rua Sousa Reis, 121,
Vila Indiana, São Paulo, SP,
CEP: 05586-080, Brasil

SINOP
Rua Nicolau Flessak, 1378,
Residencial Vitória Régia, Sinop, MT,
CEP: 77555-118, Brasil

TAUBATÉ
Av. José Pedro da Cunha, 816,
Jardim Maria Augusta, Taubaté, SP,
CEP: 12070-003, Brasil

OBSERVATÓRIO DO PETRÓLEO E GÁS

Monitor Amazônia Livre de Petróleo e Gás

MONITOR OCEANO

#SALVE NORONHA

NÃO FRACKING BRASIL

SALVE A COSTA AMAZÔNICA

#AMAZÔNIA LIVRE DE PETRÓLEO

#MAR SEM PETRÓLEO

COESUS
COALIZÃO NÃO FRACKING BRASIL

APRESENTAÇÃO

O Instituto Internacional ARAYARA é uma organização da sociedade civil criada em plena Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (Rio 92), com a missão de defender a vida, o meio ambiente e o bem-estar comum. Ao longo de mais de três décadas de atuação, a instituição consolidou um extenso histórico de enfrentamento à expansão de combustíveis fósseis, em defesa das comunidades tradicionais, da fauna e da flora.

Com presença estratégica em todas as regiões do Brasil, o ARAYARA integra espaços de deliberação fundamentais como o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), o Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), o Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE) e diversos comitês de bacia hidrográfica, levando a voz da sociedade civil às discussões ambientais e energéticas.

Dentro dessa trajetória, o debate sobre o carvão mineral ocupa o lugar central. Embora represente uma participação reduzida no sistema elétrico brasileiro, o setor carvoeiro apresenta elevado potencial de poluição atmosférica, emissões de gases de efeito estufa e passivos ambientais decorrentes da mineração. Ainda assim, há mais de duas décadas esse segmento é sustentado por meio de subsídios pagos pelos consumidores de energia elétrica, perpetuando uma matriz onerosa e ambientalmente danosa.

Mesmo com baixa relevância energética, a cadeia do carvão mineral mantém forte articulação política no Congresso Nacional. Esse movimento resultou, recentemente, na recontratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) até 2040, e atualmente na busca da extensão da vida útil da Usina de Figueira (PR) e da Usina Candiota III (RS), o que significaria mais 15 ou até 25 anos de sobrevida ao setor.

A continuidade do carvão mineral no Brasil representa um retrocesso frente às urgências climáticas globais e às alternativas tecnológicas já disponíveis no país. Este estudo busca sistematizar informações sobre os impactos econômicos, ambientais e sociais dessa atividade, bem como evidenciar caminhos possíveis e necessários para uma transição energética justa e sustentável.

Juliano Bueno de Araújo
Diretor Presidente

Nicole Figueiredo de Oliveira
Diretora Executiva

SOBRE O INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA

Instituto Internacional Arayara é uma organização da sociedade civil (OSC) sem fins lucrativos, que nasceu da parceria entre cientistas, gestores urbanos, engenheiros, urbanistas e ambientalistas prezando pela qualidade da vida dos cidadãos brasileiros e pela garantia de que todos os recursos sejam usados e distribuídos amplamente, de forma justa e sustentável. Ao longo de mais de 30 anos de existência, a Arayara desenvolveu uma nova geração de ativismo pela transição energética justa, possibilitando políticas públicas, criação de leis, litigância, produção de conhecimento, comunicação, campanhas e advocacy que pavimentam o caminho da transição energética no Brasil e a redução das suas emissões de gases de efeito estufa (GEEs).

Operando com tecnologia própria da terceira geração de ambientalismo, a Arayara produz análises técnicas profundas, defesa de direitos, litígio estratégico, mobilização multissetorial, produção de conhecimento e ação em ambientes urbanos, rurais, oceânicos, florestais e tradicionais, atuando em todos os estados brasileiros e em alguns países da América Latina.

Ao longo de sua história, ARAYARA.org, contribuiu comprovadamente para a prevenção de mais de 3,3 gigatoneladas de emissões de CO2, ajudando a evitar aproximadamente 744.700 mortes prematuras e cerca de US$ 1,37 trilhão em danos potenciais.

SAIBA MAIS SOBRE O INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA E SUAS ATUAÇÕES EM:

- Site oficial: arayara.org
- Monitor da Amazônia Livre de Petróleo e Gás: amazonialivredepetroleo.org
- Análises do leilão de petróleo e gás (2023, 2025): leilaofossil.org
- Monitor Carvão: monitorcarvao.org
- Monitor Energia: monitorenergia.org
- Monitor Oceano: monitoroceano.org

RESUMO

O carvão mineral nacional é um combustível fóssil de baixa qualidade e elevado custo, vem há décadas sendo sustentado por políticas de subsídios e renovações contratuais incompatíveis com a realidade climática, econômica e ambiental do Brasil. Mesmo representando pouco mais de 1% da matriz elétrica brasileira, o carvão mineral nos últimos 15 anos recebeu R$ 12 bilhões da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), paga pelo consumidores de energia para custear o carvão utilizado nas usinas Figueira (Paraná); Jorge Lacerda (Santa Catarina), Candiota III (Rio Grande do Sul) e outras usinas já desativadas. Estas três usinas em conjunto foram responsáveis por 25% das emissões do setor elétrico brasileiro entre 2010 e 2024, além de estarem relacionadas à severos impactos na qualidade do ar, água e solo possuem grande força política para continuarem operando mesmo depois do vencimento dos seus contrato de geração de energia. O complexo Jorge Lacerda, por meio da Lei Federal nº 14299/2022, conseguiu sobrevida até 2040. Outras tentativas legislativas estão em tramitação para ampliar benefícios similares para Figueira e Candiota III operarem até 2040 ou 2050. Considerando a última iniciativa legislativa aprovada pelo Congresso Nacional, estima-se que o custo total das três usinas para os consumidores brasileiros varie entre R$ 76,11 bilhões (cenário de compra mínima de carvão mineral) e R$ 107,71 bilhões (cenário de compra elevada), atingindo R$ 91,91 bilhões no cenário de compra moderada. Seguindo a tendência, estas irão intensificar as emissões de gases do efeito estufa, os cortes na geração renovável e a poluição local. O estudo conclui que a continuidade do carvão fere os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris, representa retrocesso na política energética e ambiental e compromete a credibilidade nacional diante da COP-30. O ARAYARA propõe o encerramento planejado das usinas a carvão e a criação de um programa de transição energética justa para as regiões carboníferas, com requalificação profissional, diversificação econômica e recuperação ambiental, redirecionando os recursos hoje destinados a subsídios fósseis para investimentos em fontes renováveis e sustentáveis.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 10

2. EXPLORAÇÃO DE CARVÃO NO BRASIL 11

3. USINAS TERMELÉTRICAS MOVIDAS A CARVÃO NACIONAL 22

4. FUTURO DO CARVÃO NO BRASIL 32

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 38

6. METODOLOGIA 39

REFERÊNCIAS 46

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Reservas de massa de carvão no território brasileiro 11
Gráfico 2 - Relação entre o poder calorífico inferior, teor de cinzas e enxofre entre carvões brasileiros e de outros locais do mundo 13
Gráfico 3 – Concentração de diferentes elementos químicos nos diferentes carvões queimados nas termelétricas do sul do Brasil 14
Gráfico 4 - Produção brasileira de ROM 15
Gráfico 5 - Consumo de carvão por setor 16
Gráfico 6 - Quantidade de trabalhadores do setor de extração de carvão no estados da região Sul do Brasil. 17
Gráfico 7 - Reembolsos da CDE para as usinas beneficiadas 27
Gráfico 8 - Relação entre os reembolsos da CDE com as vendas de carvão beneficiado declarados à ANM 27
Gráfico 9 - Período de forte relação entre os reembolsos da CDE com a vendas de carvão para Paraná e Rio Grande do Sul 28
Gráfico 10 - Eficiência energética média anual para as usinas entre 2020 e 2024 30
Gráfico 11 - Comparativo entre as emissões de gases do efeito estufa das usinas movidas à gás, óleo combustível e a carvão 31
Gráfico 12 - Custos da contratação compulsória na modalidade de energia de reserva para a usinas a carvão subsidiadas pela CDE 34
Gráfico 13 - Reembolsos da CDE para as usinas subsidiadas 35
Gráfico 14 - Projeção da geração de emissões de gases de efeito estufa e de energia da matriz elétrica fóssil brasileira - Cenário de compra mínima 37
Gráfico 15 - Evolução do Preço Unitário Médio do Carvão mineral subsidiado pela CDE 44

LISTA DE MAPAS

Mapa 1 - Reservas de carvão mineral no Brasil 12
Mapa 2 - Usinas termelétricas à carvão mineral que são beneficiadas pelos subsídios 26

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Impactos ambientais decorrente da mineração de carvão na Região Sul do Brasil 18
Quadro 2 - Síntese das implicações da extensão da vida útil das usinas movidas à carvão nacional 38

LISTA DE IMAGENS

Imagem 1 - Mina Amando Simões, poço 08, onde se extrai carvão mineral em Figueira-PR em mineração subterrânea pelo método de câmaras e pilares 19
Imagem 2 - Área contaminada sob judice na ACP carvão em Santa Catarina 20
Imagem 3 - Exploração pelo método de lavra em tiras na mina Candiota, com a usina de Candiota III ao fundo 21
Imagem 4 - Usina termelétrica Figueira, localizada nas margens do rio Laranjinha, região do Norte Pioneiro do Paraná 23
Imagem 5 - Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado no litoral sul de Santa Catarina 24
Imagem 6 - Usina de Candiota III, localizada no extremo sul do Rio Grande do Sul na região da campanha 25

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - CVU médio anual para as usinas subsidiadas (R$/MWh) 29
Tabela 2 - Composição do CVU para as usinas subsidiadas 42
Tabela 3 - Demonstrativo do cenário de energia de reserva para usinas 42
Tabela 4 - Custo de contratação das UTEs 43

1. INTRODUÇÃO

Totalizando 27,319 bilhões de toneladas, as reservas de carvão mineral do Brasil estão concentradas majoritariamente na região Sul e são as maiores da América Latina. Sendo o estado do Rio Grande do Sul com as reservas mais abundantes, com cerca de 92% do total, seguido por Santa Catarina com cerca de 7% e por fim, o estado do Paraná com aproximadamente 1% do total (SGB, 2020).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016), pode-se diferenciar o carvão mineral em duas categorias: carvão vapor e carvão metalúrgico, sendo respectivamente aquele com menor poder calorífico e elevado teor de cinzas, restrito a geração de vapor; e o outro para redução do ferro no processo siderúrgico. Segundo a EPE (2016), para se ter boa qualidade necessita de poder calorífico superior a 5500 kcal/kg, porém o carvão bruto do Brasil se encontra na faixa de 3200 - 4850 kcal/kg, sendo o carvão gaúcho de pior qualidade, o carvão catarinense de qualidade intermediária e o paranaense com a melhor entre os três.

A indústria carbonífera do Brasil é fortemente dependente do setor termelétrico para sua existência. Conforme dados apresentados pelo Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (SIECESC, 2025), de 2000 a 2023 da produção total de carvão dos três estados sulistas, foram destinados para o setor elétrico no Paraná (72,59%); em Santa Catarina (95,34%) e no Rio Grande do Sul (73,9%).

Responsáveis por consumir a maior parte do carvão produzido nacionalmente, as Usinas Figueira, Candiota III e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, apresentam um histórico de poluição e contaminação, que inclusive cada uma das usinas já foi alvo de ações civis públicas (ACPs), devido às emissões exacerbadas de poluentes atmosféricos, rejeitos e efluentes líquidos em desacordo com a legislação.

De acordo com o Monitor Energia (2025), três das quatro Usinas Termelétricas (UTEs) a carvão mineral brasileiro recebem subsídios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Apesar de pouca expressão na matriz elétrica, destaca-se que mesmo sendo considerada como uma fonte despachável, depender do carvão mineral pode ser um erro. Conforme apresentado pelo Instituto Internacional Arayara (ARAYARA.org, 2024a), durante as enchentes do Rio Grande do Sul em 2024, momento que mais o estado necessitou de energia, a UTE Candiota III estava inoperante.

Este estudo busca trazer o estudo da arte sobre o carvão mineral no Brasil, especialmente sobre aspecto da sobrevida às usinas que são subsidiadas e que o legislativo mais o executivo brasileiro buscam dar sobrevida, através de recontratação por meio de reserva de capacidade na forma de potência via leilão ou por meio de outras normas federais.

2. EXPLORAÇÃO DE CARVÃO NO BRASIL

A ocorrência de carvão mineral no Brasil está basicamente restrita à região Sul, onde se encontram as mineradoras e as maiores reservas exploráveis do Brasil. Conforme apresentado pelo Serviço Geológico do Brasil (SGB, 2020), em termos das reservas[1] medidas, indicadas e inferidas, o Brasil possui **27,319 bilhões (27 x 10^9) de toneladas de carvão mineral** (Gráfico 1).

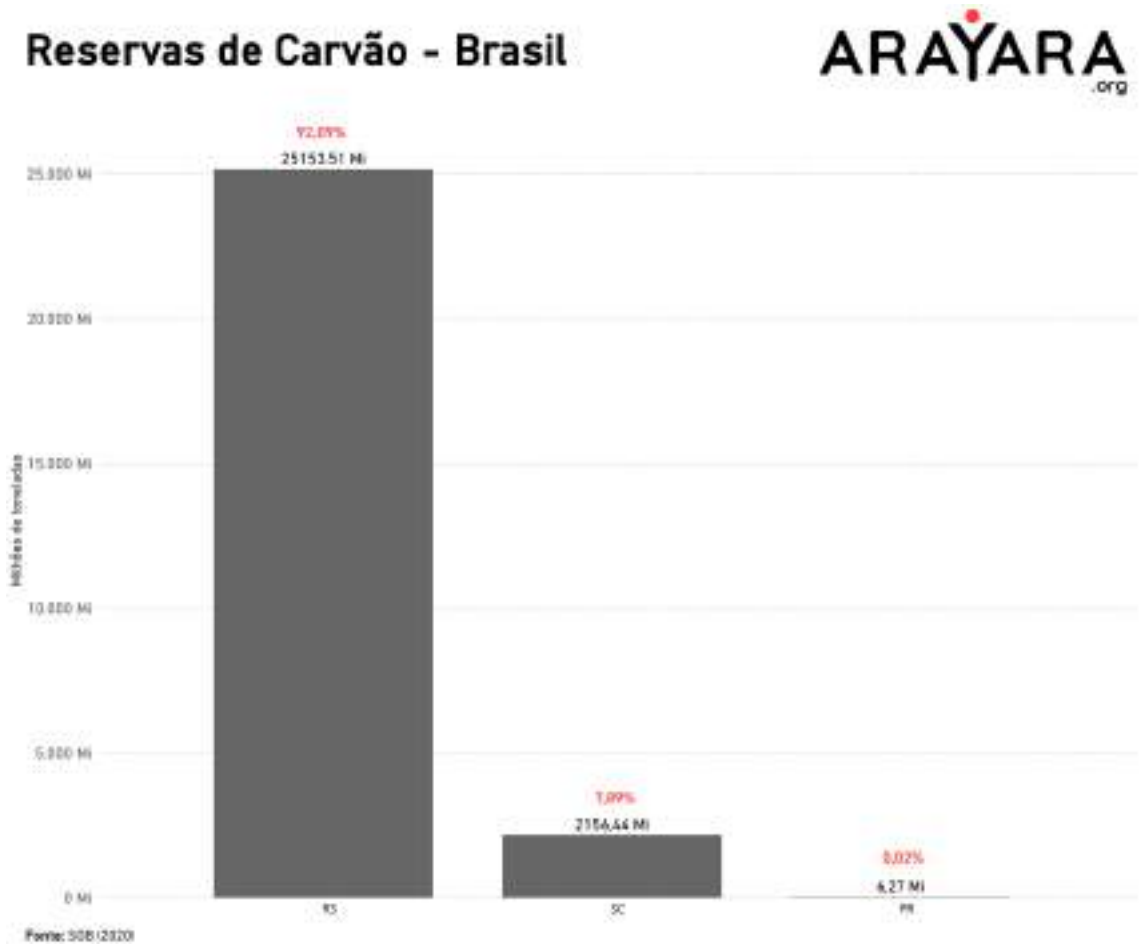
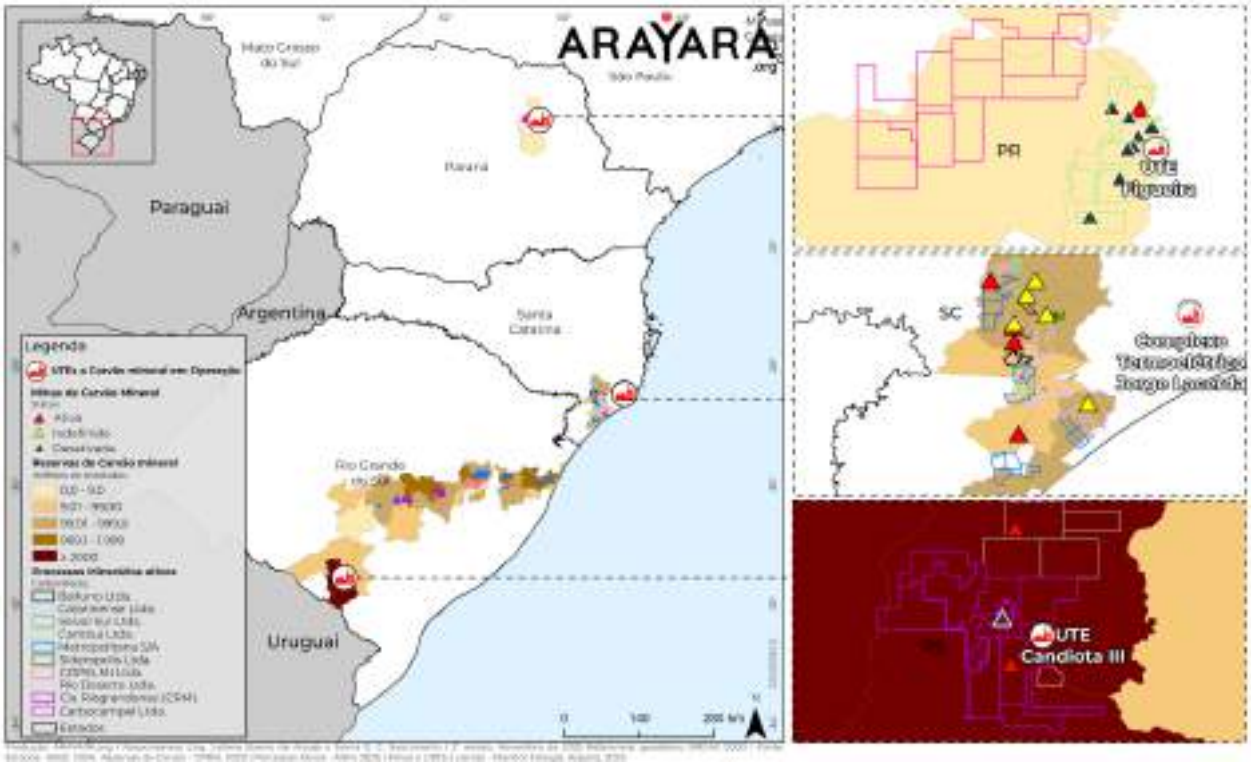


Gráfico 1: Reservas de massa de carvão no território brasileiro. **Fonte:** Instituto Internacional Arayara, Eng. Joubert Fuscaldi.

[1] De acordo com o DNPM (2005, p. 748) as **reservas medidas** são apreciadas conforme medições precisas; **reserva indicada** são geradas a partir de extrapolações limitadas; e a **reserva inferida** é com base em estimativas a partir do conhecimento geológico do local.

O estado do R**io Grande do Sul detém 92% de todas as reservas de carvão do Brasil** e grande parte destas reservas estão concentradas entre os municípios de **Candiota**, Pedras Altas e Hulha Negra, na região do extremo sul do estado, próximo à divisa com o Uruguai (Mapa 1).



Mapa 1: Reservas de carvão mineral no Brasil. **Fonte:** monitordocarvao.org/app

O carvão mineral produzido no Brasil, apresenta qualidade inferior em comparação aos encontrados em outros países (Gráfico 2). Ele possui baixo poder calorífico inferior (PCi) e elevados teores de cinzas e enxofre, o que resulta em menor geração de energia por unidade de massa e maior potencial poluidor. Já os carvões de outras regiões do mundo, em geral, apresentam maior PCi e menores teores de cinzas e enxofre, produzindo mais energia e emitindo menos poluentes.

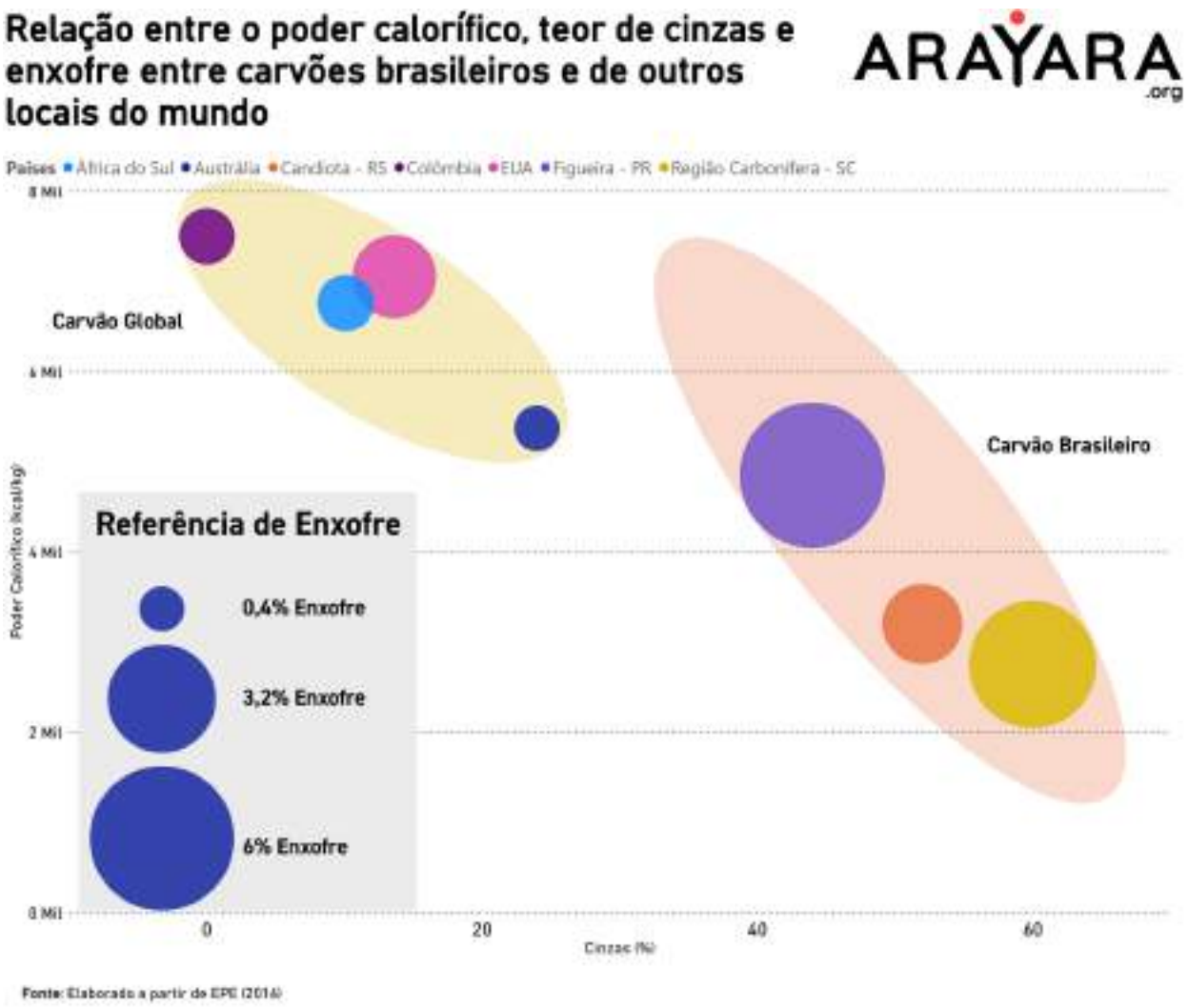


Gráfico 2: Relação entre o poder calorífico inferior, teor de cinzas e enxofre entre carvões brasileiros e de outros locais do mundo.
Fonte: Elaborado a partir de EPE (2016)

Além dos elevados teores de cinzas e enxofre, os carvões encontrados no Brasil apresentam elevadas concentrações de elementos traço até elementos radioativos, tais concentrações se acentuam após a queima do carvão, ficando retidos nas cinzas que podem parar no controle atmosférico, mas parte ainda é dispersa no ar (Gráfico 3). Para o carvão de Figueira no Paraná as concentrações de elementos radioativos são expressivamente maiores devido à ocorrência de uma jazida de urânio próxima dos jazimentos de carvão (Haynes, Pierson, 1957; Saad, 1974; Morrone, Daemon, 1985) possuindo radioatividade acima da média global (UNSCEAR, 2010; Fungaro *et al.*, 2019).

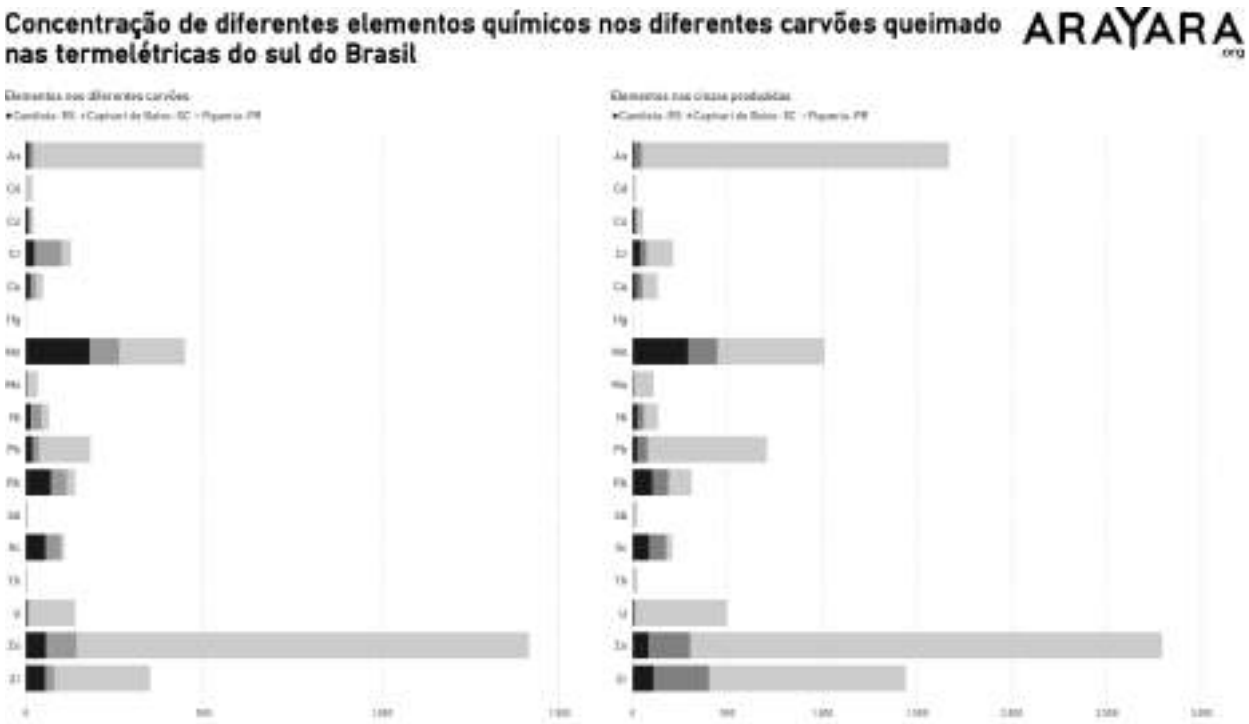


Gráfico 3: Concentração de diferentes elementos químicos nos diferentes carvões queimados nas termelétricas do sul do Brasil.
Fonte: Elaborado pelos autores a partir de Depoi *et al.* (2008) e Campaner (2008)

Entre 2010 e 2024, foram produzidas 166.524.363 toneladas de carvão bruto (*run of mine* – ROM) no Brasil. Após o beneficiamento, esse volume resultou em 88.191.881 toneladas de carvão mineral aproveitável (Gráfico 4), o que indica que 47,04% do ROM extraído no período foi descartado como rejeito de mineração, por se tratar basicamente das cinzas, siltitos carbonosos e compostos de enxofre.

A taxa de aproveitamento do carvão varia significativamente entre os estados, no Paraná, apenas 41,19% do minério extraído foi aproveitado, enquanto em Santa Catarina esse índice foi ainda menor, de 35,84%. Essa variação está diretamente relacionada ao método de lavra e às características geológicas locais. Nos estados do Paraná e de Santa Catarina, predominam minas subterrâneas com camadas delgadas de carvão, intercaladas por siltitos e folhelhos carbonosos, o que dificulta o aproveitamento. Já no Rio Grande do Sul, onde predominam minas a céu aberto e camadas mais espessas do minério, o aproveitamento do ROM é substancialmente maior.

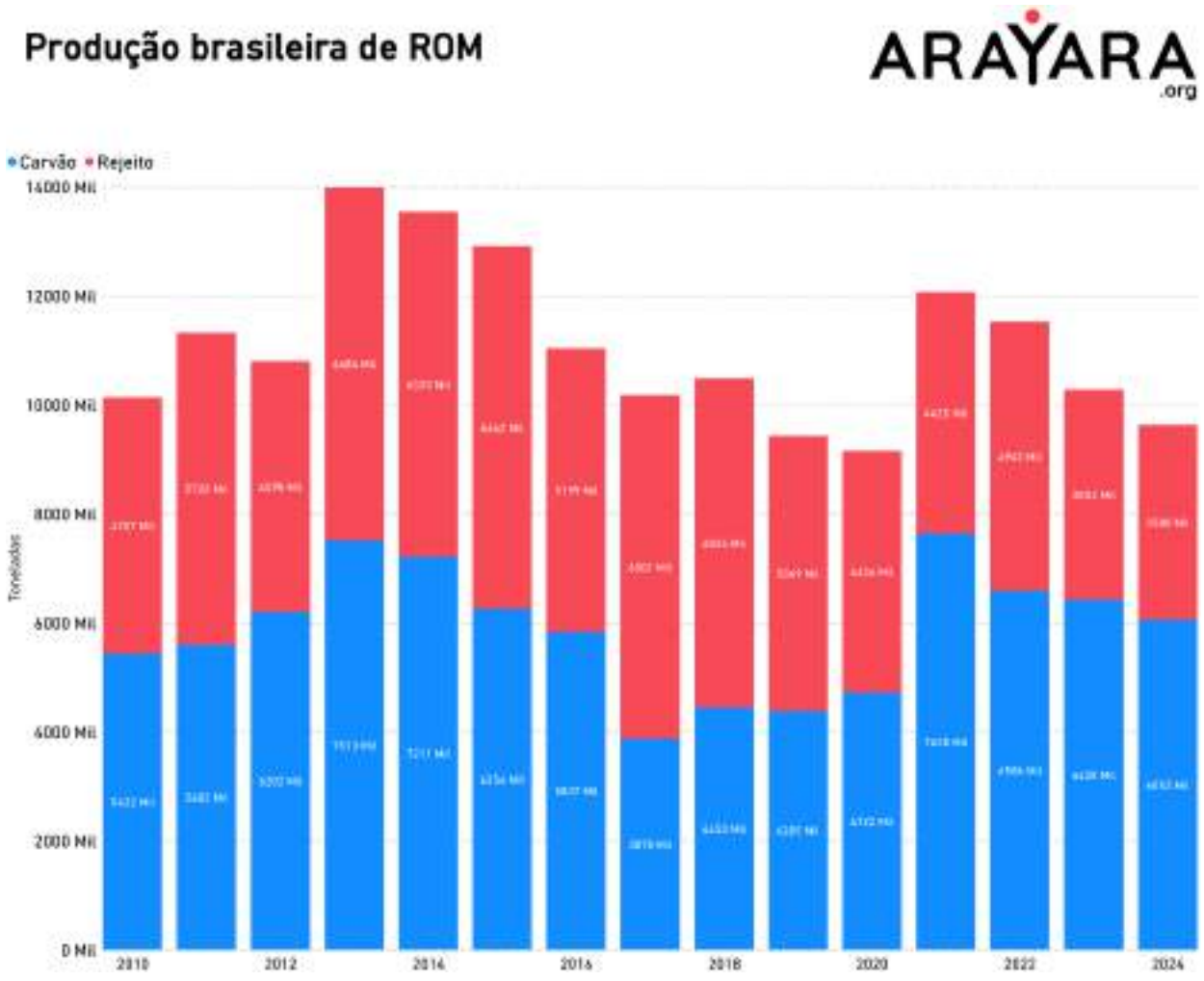


Gráfico 4: Produção brasileira de ROM. **Fonte**: Elaborado a partir de SIECESC (2025)

Entre 2010 e 2024 a grande maioria do carvão produzido nos três estados da região foram destinados para o setor elétrico (Gráfico 5), com destaque para Santa Catarina, em que o carvão em quase sua totalidade foi enviado para o setor elétrico, seguido pelo estado do Rio Grande do Sul que teve 3/4 da produção destinada às termelétricas, já no Paraná mais da metade do combustível foi destinado para o setor termelétrico.

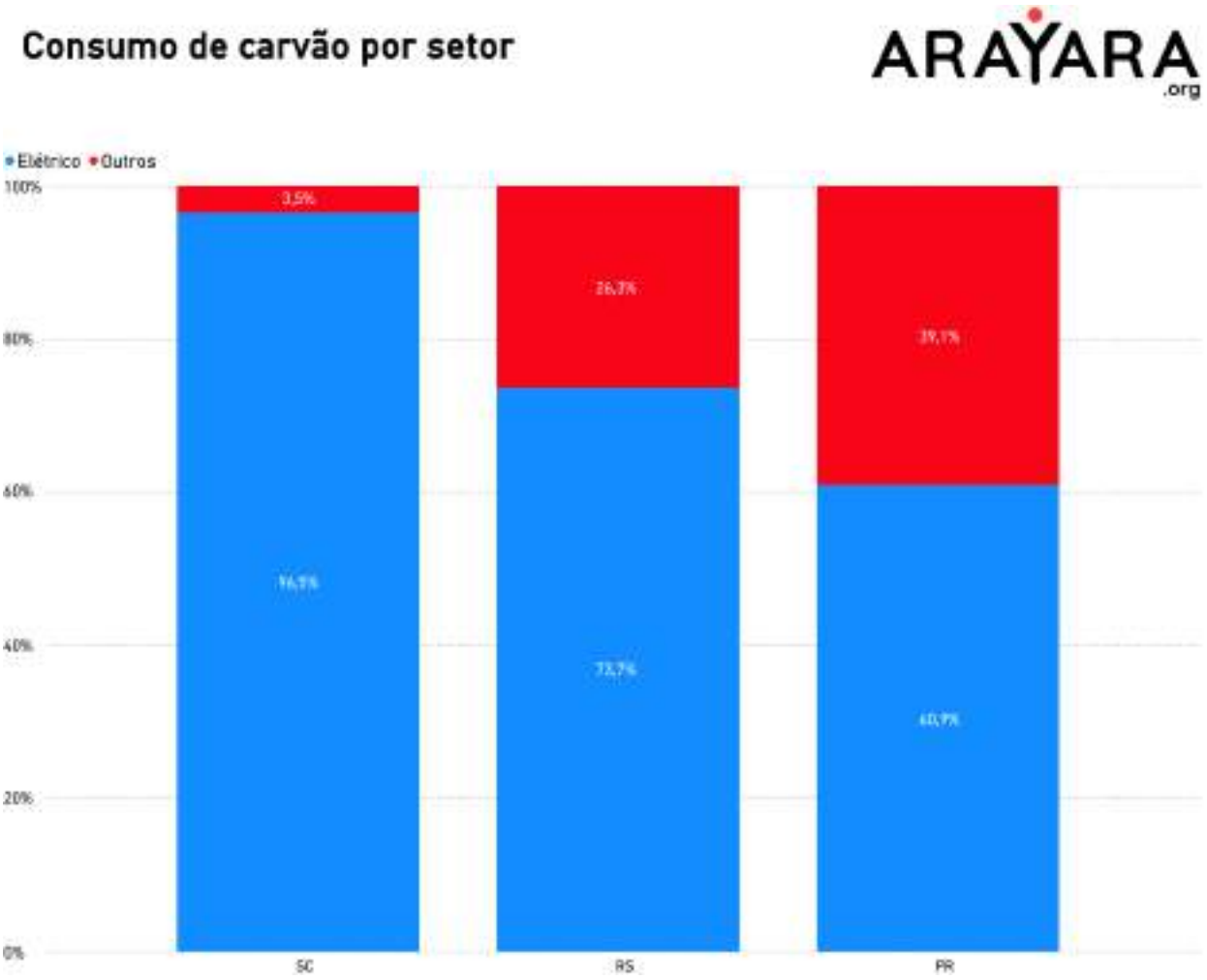


Gráfico 5: Consumo de carvão por setor. **Fonte**: Elaborado a partir de SIECESC (2025)

Ao todo, existem dez empresas que exploram carvão no Brasil, as quais estão sendo monitoradas no https://monitordocarvao.org/app/. No Paraná tem-se a carbonífera Cambuí, em Santa Catarina são: Metropolitana; Catarinense; Rio Deserto; Belluno; Siderópolis. Já para o Rio Grande do Sul, se tem a COPELMI, Seival Sul e a Companhia Riograndense de Mineração (CRM), estatal gaúcha alocada dentro da Secretaria de Meio Ambiente e Infraestrutura do estado (Mapa 1). Uma nova empresa, Carbocampel, possui processos minerários ativos no Paraná, mas até o momento não iniciou a lavra.

No setor de extração, em 2024, existiam pouco mais de 3.300 trabalhadores diretos atuando na extração do carvão mineral. Conforme o Gráfico 6, observa-se que a grande maioria dos trabalhadores está em Santa Catarina, que concentra cerca de 80% do total. Embora o Rio Grande do Sul produza mais carvão do que Santa Catarina, o estado registrou, em média, apenas 16% dos empregos diretos no período analisado. Já o Paraná respondeu

por aproximadamente 4%, percentual reduzido principalmente pela ausência de atividades desde a desistência da outorga da UTE Figueira pela COPEL, ocorrida no final de 2023. Essa usina era o principal comprador do carvão produzido no estado, conforme descrito no "Relatório do Estado Geral da Mina e Atividades Complementares: Suspensão Temporária da Lavra", apresentado pela Carbonífera Cambuí no processo de Concessão de Lavra da ANM (Carbonífera Cambuí, 2024). Ressalta-se, ainda, a apresentação de um novo Plano de Lavra em novembro de 2024, ainda sem acesso público.

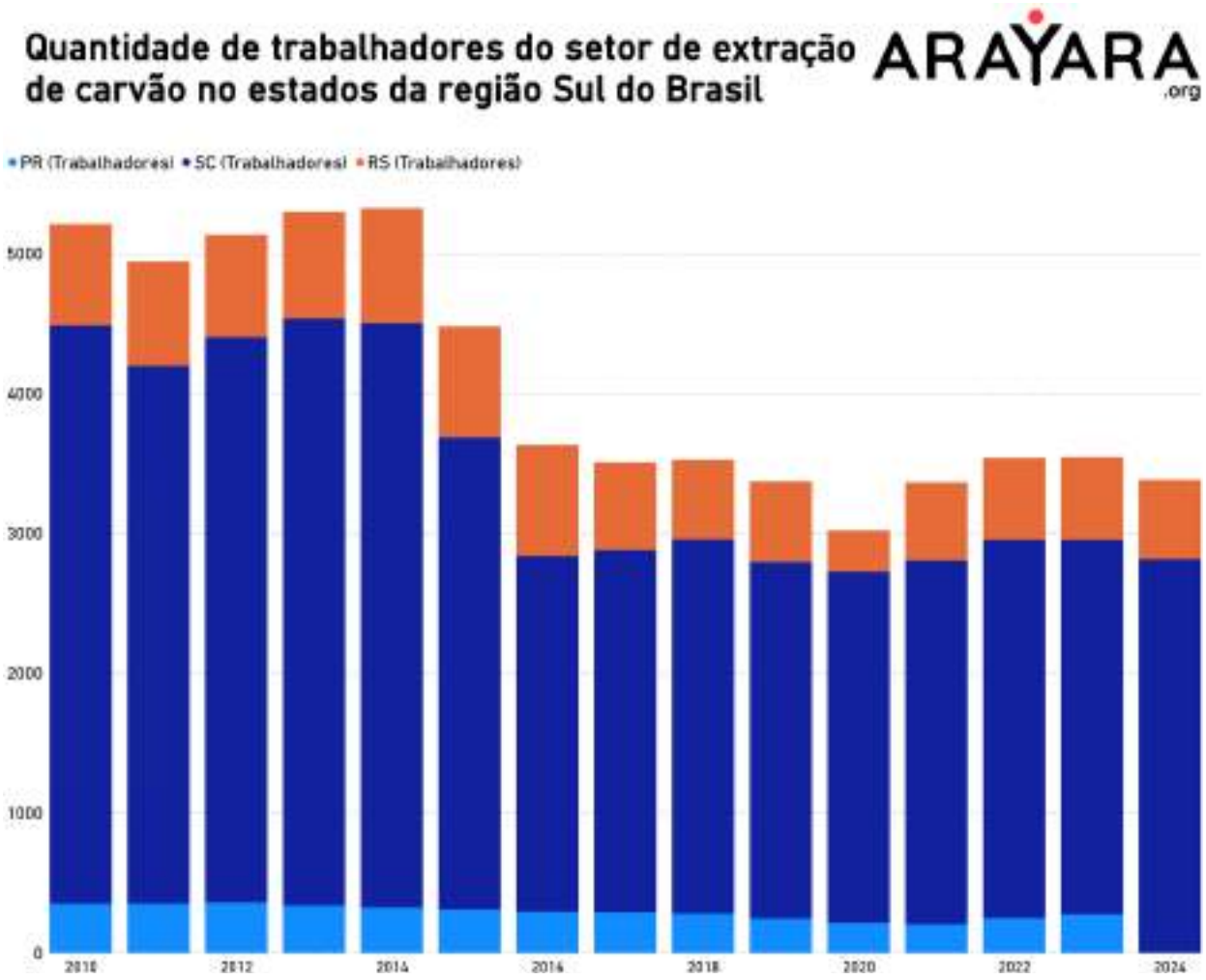


Gráfico 6: Quantidade de trabalhadores do setor de extração de carvão no estados da região Sul do Brasil.
Fonte: Elaborado a partir de SIECESC (2025)

Mesmo sendo um setor muito pequeno da economia, este possui altíssimo potencial poluidor e de degradação ambiental (Quadro 1), com um vasto histórico de ações judiciais decorrentes de degradação principalmente do solo e da água.

ASPECTOS AMBIENTAIS	PARANÁ	SANTA CATARINA	RIO GRANDE DO SUL
Mineração em área não licenciada	Desconhecido	Caso recente da Carbonífera Siderópolis, mina Santana	Caso recente da CRM na mina Candiota
Contaminação de corpos hídricos	Corpos hídricos da bacia do rio Laranjinha e do Tibagi	Contaminação difusa de elementos tóxicos do carvão no aquífero livre com o confinado devido à exploração desenfreada. Centenas de quilômetros de trechos de rios contaminados Bacia do Urussanga, Bacia do Araranguá	Bacia do arroio Candiota
Contaminação do solo	Contaminação radioativa por depósito de rejeitos, pátios de carvão	Áreas degradadas abandonadas, minas abandonadas, bocas de minas abandonadas	Depósito de rejeitos, áreas que foram recuperadas, mas ainda continuam gerando contaminação.
Disposição inadequada dos resíduos	Aterros sem geomembrana de impermeabilização, disponibilização de rejeitos em área de preservação permanente	Milhares de hectares de disposição inadequada de rejeitos	Atestado ao menos na mina Candiota

Quadro 1: Impactos ambientais decorrente da mineração de carvão na Região Sul do Brasil. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025)

No estado do Paraná não foi possível avaliar os impactos ocasionados na cidade de Figueira (Imagem 1). Existe uma grande resistência do Instituto Água e Terra (órgão ambiental estadual) em relação ao cumprimento da Lei nº 12527/2011 (Brasil, 2011) - Lei de Acesso à Informação, o que limita o Instituto ARAYARA em mensurar os passivos. Contudo, a literatura é muito vasta no que tange a drenagem ácida de mineração e contaminação pelo carvão e rejeitos (Shuqair, 2002; Campaner, 2008; Galhardi, 2016) e a dispersão de elementos radioativos (Flues *et al.*, 2006; Campaner, 2013; Kalkreuth *et al.*, 2014; Fungaro *et al.*, 2019).



Imagem 1: Mina Amando Simões, poço 08, onde se extrai carvão mineral em Figueira-PR em mineração subterrânea pelo método de câmaras e pilares. **Fonte:** Acervo institucional do Instituto Internacional ARAYARA (2025), crédito Luz Dorneles.

Santa Catarina certamente é o estado mais impactado pelo setor de mineração de carvão em todo o Brasil, existe uma grande área sob litígio na Ação Civil Pública nº 93.8000533-4 (popularmente conhecida como ACP do carvão), que engloba 195.000 ha em minas subterrâneas abandonadas, minas a céu aberto e depósitos de rejeitos (Imagem 2), além de centenas de quilômetros de rios contaminados por drenagem ácida e aquíferos livres e confinados contaminados pelo carvão (GTA, 2019; 2023). Em 2024, a partir de uma série de investigações ambientais contratadas pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), reconheceu-se que além de estarem contaminadas, áreas dentro da ACP Carvão, **apresentam riscos à saúde humana**.



Imagem 2: Área contaminada sob judice na ACP carvão em Santa Catarina. **Fonte:** Acervo institucional do Instituto Internacional ARAYARA (2023), crédito Sara Ribeiro.

No Rio Grande do Sul, os impactos ambientais associados à mineração de carvão concentram-se principalmente na região de Candiota, onde opera a Companhia Riograndense de Mineração (CRM). A empresa acumula um histórico de autuações por descumprimento de licenças ambientais, lançamentos irregulares de efluentes contaminados por drenagem ácida de mina (DAM) em corpos hídricos, disposição inadequada de resíduos perigosos e realização de lavra em áreas não licenciadas, inclusive em Áreas de Preservação Permanente (FEPAM, 2025). As multas aplicadas pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luís Roessler (FEPAM) entre 2018 e 2024 superam R$ 1,5 milhão em valores corrigidos, refletindo reincidências em práticas como extravasamento de bacias pluviais contaminadas, instalação de estruturas sem licença e não execução de medidas de recuperação ambiental previstas no processo de licenciamento.



Imagem 3: Exploração pelo método de lavra em tiras na mina Candiota, com a usina de Candiota III ao fundo. **Fonte:** Acervo institucional do Instituto Internacional ARAYARA (2023), crédito Sara Ribeiro.

No âmbito social, a mineração de carvão tem impactos significativos e amplos sobre a saúde humana, afetando tanto os trabalhadores quanto as comunidades que vivem próximas às áreas de extração. De acordo com Cortes-Ramirez *et al.* (2018), após uma extensa análise internacional, constatou-se que populações residentes a até 5 km de distância das minas apresentam maior incidência de doenças respiratórias, cardiovasculares e câncer, em comparação com populações não expostas.

Além dos problemas respiratórios e cardíacos, a exposição contínua a substâncias tóxicas presentes no carvão e seus rejeitos, como arsênio, mercúrio, selênio e flúor, pode causar envenenamentos crônicos, afetando a pele, ossos, dentes e até o sistema nervoso central (Ding *et al.*, 2001; Finkelman, 2004; Manisalids *et al.*, 2020). Há também registros de doenças parasitárias, maiores taxas de morbidade e mortalidade por doenças respiratórias e câncer, e uma piora geral na qualidade de vida das comunidades, que relatam maior necessidade de atendimento médico e percepção de riscos à saúde (Martinez-Tovar, *et al.*, 2014; Cortes-Ramirez *et al.*, 2018). Em países em desenvolvimento, esses efeitos são ainda mais acentuados devido à menor fiscalização e controle ambiental (Martinez-Tovar *et al.*, 2014).

Um dos impactos ambientais mais severos da mineração de carvão é a drenagem ácida de mineração (DAM), como já abordado anteriormente, deixando passivos gigantescos

nas regiões carboníferas do país. Esse processo ocorre quando resíduos ricos em sulfeto entram em contato com oxigênio e água, desencadeando reações químicas que acidificam os corpos hídricos e liberam metais tóxicos como ferro, alumínio, manganês, chumbo e zinco. Além de comprometer drasticamente a qualidade da água, a DAM tem efeitos persistentes e de difícil reversão, alterando as condições físico-químicas dos corpos hídricos por décadas (Evangelou; Zhang, 1995; Cardoso; Fan, 2024).

Do ponto de vista social, esse cenário configura uma grave situação de injustiça ambiental, pois afeta diretamente o direito básico ao acesso à água potável, Lei nº 14.026/2020 (Brasil, 2020). Portanto, no que tange aos serviços essenciais, a poluição hídrica imposta por essa atividade econômica compromete a saúde pública, restringe o abastecimento doméstico e agrava a vulnerabilidade das comunidades expostas.

3. USINAS TERMELÉTRICAS MOVIDAS A CARVÃO NACIONAL

No Brasil, a instalação de usinas termelétricas movidas com o carvão mineral brasileiro foi planejada no final da década de 1950, como forma aumentar a oferta interna de energia elétrica com a diversificação dos recursos energéticos. As usinas foram projetadas no formato de boca de mina[2]. Nesse sentido, propôs-se no Paraná, a Usina Figueira no jazimento de Figueira-PR; em Santa Catarina, as usinas de Jorge Lacerda próximas à região carbonífera catarinense; no Rio Grande do Sul, foram propostas às usinas na região do baixo Jacuí com as usinas de São Jerônimo e Charqueadas; e, na região da Campanha, as usinas Presidente Médici e Candiota.

Muitas das usinas do Rio Grande do Sul foram desativadas, como Candiota A e B (Presidente Médici); São Jerônimo e Charqueadas. A usina Figueira passa por um período de indecisão sobre seu futuro, pois está desativada por tempo indeterminado após tentativa de devolução da concessão pelo operador. Candiota III também segue com futuro indefinido por buscar um novo contrato. Em Santa Catarina, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda tem previsão para operar até 2040.

[2] Termo utilizado quando a usina é instalada próximo a mineração para facilitar a logística.

A UTE a carvão mais antiga em funcionamento no Brasil é a UTE Figueira (Imagem 4), situada no município de Figueira-PR, na região do Norte Pioneiro paranaense. Sua concepção se deu por meio da criação da Usina Termelétrica de Figueira SA conforme estabelecido na Lei nº 3.226/1957 (Brasil, 1957). A UTE Figueira é fruto de uma concessão pública da União para a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), empresa que foi privatizada em 2023.

Esta UTE utilizava caldeiras de carvão pulverizado, contava com 20 MW de potência e garantia física de 10,3 MW. Entre 2014 e 2022, a usina passou por um processo controverso de modernização, no qual a COPEL construiu uma nova usina, com uma caldeira de leito fluidizado com 20 MW e garantia física de 17,7 MW, no terreno da antiga. Questionamentos sobre a condução do licenciamento, bem como danos ambientais estão sendo conduzidos em âmbito da Ação Civil Pública nº 5015788-26.2024.4.04.7001.



Imagem 4: Usina termelétrica Figueira, localizada nas margens do rio Laranjinha, região do Norte Pioneiro do Paraná. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025), crédito Luz Dorneles.

O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL - Imagem 5) teve a operação da sua primeira unidade em meados de 1965 e passou por grandes ampliações na sua potência instalada, saindo de 100 MW para 232 MW na década de 1970; passou para 464 MW na década de 1980 e teve sua última unidade finalizada em 1997, dispondo no total de 827 MW (De Morenas, 2022; IMA, 2022a; 2022b; 2023). Este complexo já foi questionado judicialmente pelo Ministério

Público Federal (ACP nº 2004.72.07.005581-6/SC) pela emissão de poluentes e outros danos ambientais. O CTJL é uma constante fonte de contaminação da água subterrânea, através de seus pátios de armazenamento de carvão e de cinzas (Diamante Energia, 2020; 2021; 2022), além de ser uma das maiores emissoras de gases do efeito estufa (GEE) do Brasil.



Imagem 5: Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado no litoral sul de Santa Catarina. **Fonte:** Acervo institucional do Instituto Internacional ARAYARA (2021), crédito Sara Ribeiro.

Candiota III (Imagem 6) é uma usina extremamente problemática. Essa usina foi construída pela Eletrobrás a um custo de R$ 1,5 bilhão, entrou em operação em 2011 e foi vendida para a Âmbar Energia do grupo J&F por R$ 75 milhões (Eletrobras, s.d.; Eletrobras, 2023). Esta usina acumula mais de R$ 122 milhões em multas ambientais entre 2011 e 2017, mais R$ 1,58 milhão entre 2018 e 2025 (IBAMA, 2017; IBAMA, 2025)[3]. No período que o estado do Rio Grande do Sul mais precisou da usina ela esteve fora de operação, além de acumular um histórico de descumprimentos da licença de operação, a usina também teve relação com a chuva ácida na região da campanha, aumento na tensão de crises hídricas e uma possível relação com doenças respiratórias (ARAYARA.org, 2024a).

[3] Foram 18 autos de infração, que englobam: poluição ambiental, podendo causar danos às populações, fauna e flora; descumprimento da legislação e licença ambiental e fraude no licenciamento.



Imagem 6: Usina de Candiota III, localizada no extremo sul do Rio Grande do Sul na região da campanha. **Fonte:** Acervo institucional do Instituto Internacional ARAYARA (2023), crédito Sara Ribeiro.

Para além dos impactos sociais já citados para as atividades de mineração, estes são ampliados com a queima do carvão mineral em usinas termelétricas. Destaca-se a emissão de poluentes atmosféricos, que, em diversas ocasiões, ocorre em níveis superiores aos limites legais estabelecidos. Essa prática, frequentemente contestada por meio de Ações Civis Públicas (ACPs), como as já mencionadas, de acordo com Manisalids *et al*. (2020), resulta em uma série de efeitos adversos à saúde humana, com ênfase na ocorrência de doenças respiratórias e cardiovasculares.

Outro ponto crítico para a sociedade é o elevado consumo de água pelas usinas térmicas, o que pode gerar competição pelo uso desse recurso com a população e casos de escassez hídrica. Somente as três UTEs mencionadas consomem/consumiam[4], juntas, um volume de água equivalente ao necessário para abastecer um município com aproximadamente 5.920.807 habitantes, considerando um consumo médio de 0,2 m3/hab.dia.

Nos últimos 23 anos (2003 a 2025) as UTEs que utilizam carvão mineral nacional, foram significativamente beneficiadas com subsídios estatais. A Conta de Desenvolvimento

[4] Dados obtidos nos processos de licenciamento das UTEs Candiota III e Figueira e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no que tange às outorgas para captação de água. Para a UTE Figueira utilizou-se a captação outorgada antes do período de "modernização" da usina.

Energético (CDE) estabelecida na Lei Federal nº 10.438/2002 (Brasil, 2002), estabeleceu um encargo nas contas de energia elétrica para subsidiar certas fontes de energia, dentre elas o carvão mineral. As usinas que atendessem os critérios da lei inicialmente recebiam 75% de reembolso em gastos com combustível utilizado para a geração de energia, passando a ser 100% reembolsado, através da Lei Federal nº 12.783/2013 (Brasil, 2013).

Figueira, Jorge Lacerda e Candiota III são beneficiadas pela CDE (Mapa 2). Estas usinas possuem compra mínima anual de carvão que totaliza 4,178 milhões de toneladas de carvão mineral beneficiado, frente a produção média dos últimos 10 anos de 5,879 milhões de toneladas. Estas usinas são responsáveis por consumir mais de 70% de todo o carvão mineral brasileiro produzido, demonstrando a grande dependência do setor à estas usinas.



Mapa 2: Usinas termelétricas à carvão mineral que são beneficiadas pelos subsídios. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025).

Estes subsídios serviram para maximizar os lucros dos detentores das UTEs, chegando a casa dos bilhões de reais por ano (Gráfico 7). Somente de 2010 a 2024, sem correção monetária, foram desembolsados mais de R$ 12 bilhões para as usinas, sendo R$ 9,97 bilhões destinados à Santa Catarina para compra do carvão utilizado em CTJL, outro R$ 1,79 bilhão para a compra de carvão das usinas gaúchas e R$ 0,24 bilhão para a usina paranaense.

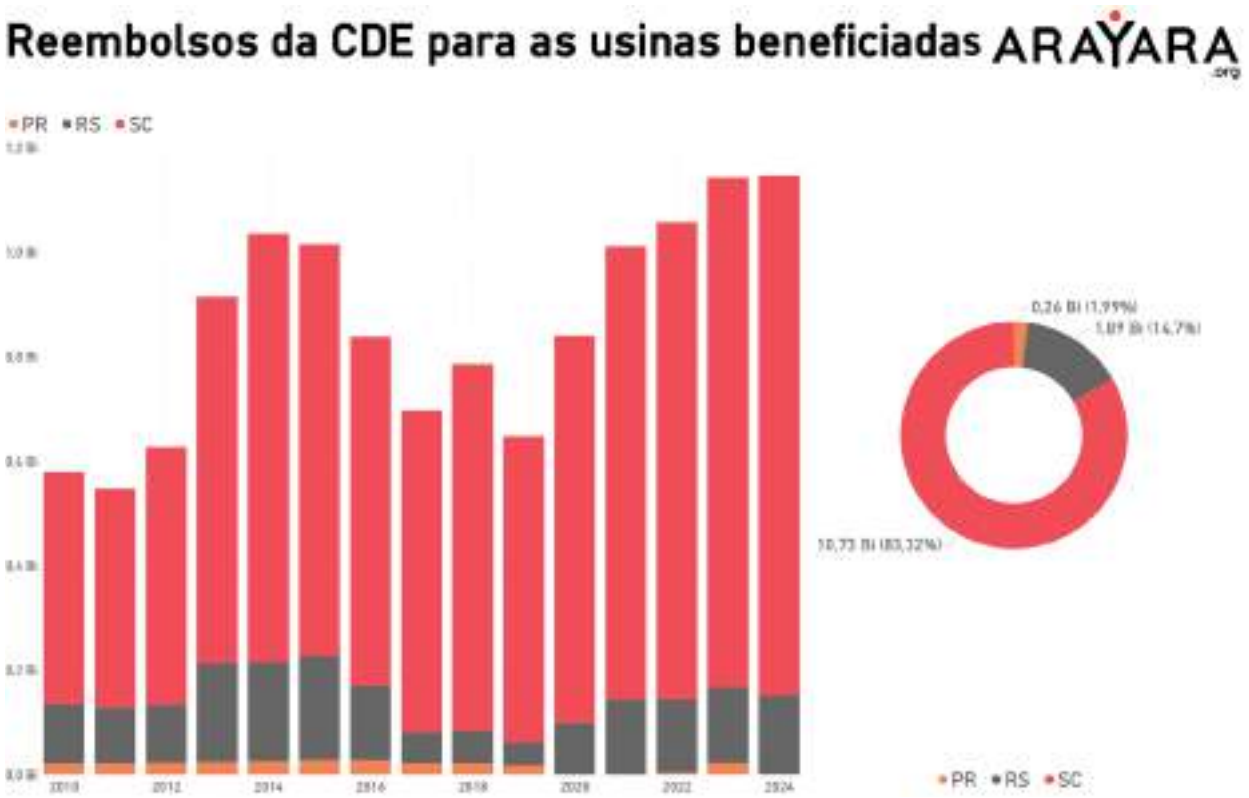


Gráfico 7: Reembolsos da CDE para as usinas beneficiadas. **Fonte:** Elaborado a partir de Eletrobras (2017) e CCEE (2025).

Entre 2010 e 2024, no estado Santa Catarina, os subsídios da CDE foram responsáveis pela manutenção do setor de extração de carvão no estado, evidenciando que o setor carbonífero é totalmente dependente do Complexo Jorge Lacerda para seguir com as suas atividades (Gráfico 8).



Gráfico 8: Relação entre os reembolsos da CDE com as vendas de carvão beneficiado declarados à ANM. **Fonte:** Elaborado a partir de Eletrobras (2017); CCEE (2025) e ANM (2025)

Para o Paraná a relação de dependência desaparece a partir de 2016 (Gráfico 9), em meio a modernização da UTE Figueira, visto que o principal destino do carvão produzido no estado era a usina. A produção de carvão continuou até 2024, na qual a carbonífera destinava o combustível fóssil (cerca de 30% da produção) para setores não especificados, mas com a desistência da outorga da UTE Figueira como proposta de descarbonização do portfólio da COPEL, as atividades de mineração foram suspensas temporariamente a partir de 26/06/2024 e não se tem de forma pública informações do retorno das atividades até outubro de 2025.

No Rio Grande do Sul, estado que teve a maior quantidade de usina beneficiadas, a relação dos subsídios com a produção de carvão se manteve forte até o fechamento de Candiota II (2017), devido a um termo de ajustamento de conduta (TAC)[5]. Como o setor carbonífero gaúcho é o mais diverso, no que tange aos setores usuários de carvão e com a entrada em operação da UTE Pampa Sul em 2019, a relação é perdida (Gráfico 9).

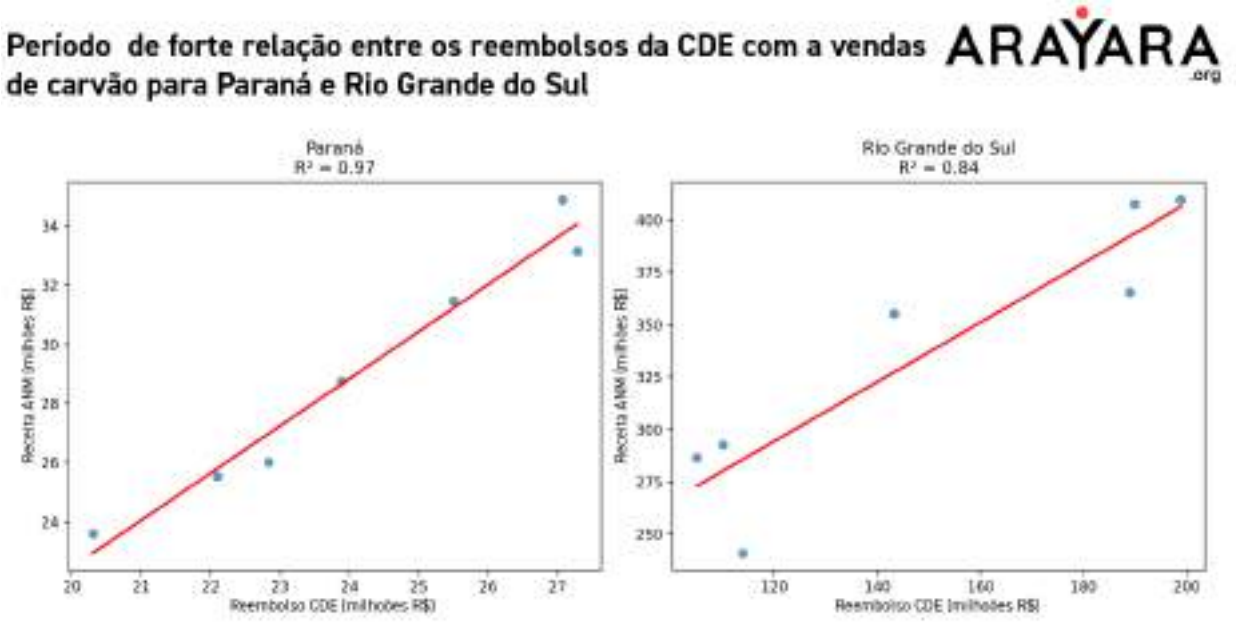


Gráfico 9: Período de forte relação entre os reembolsos da CDE com a vendas de carvão para Paraná e Rio Grande do Sul.
Fonte: Elaborado a partir de Eletrobras (2017) e ANM (2025)

Observando os cinco anos (2020-2024) do Custo Variável Unitário, observa-se uma tendência crescente nos custos das usinas. Com exceção de Figueira, que teve uma nova usina implantada mais eficiente, Candiota III e CTJL apresentaram aumentos significativos

[5] O TAC foi firmado entre o IBAMA, Advocacia Geral da União, Ministério de Minas e Energia, Ministério de Meio Ambiente e a Eletrobras, visto que a operação da usina acarretava em comprovada degradação da qualidade do ar na região da usina.

no CVU (Tabela 1). Como os processos de definição dos CVUs são sigilosos na ANEEL, não é possível identificar com precisão as causas do aumento, mas para o caso de Candiota III, o aumento pode estar relacionado às melhorias necessárias para que sejam reduzidas as interrupções da operação por falhas operacionais.

ANO	CANDIOTA III	FIGUEIRA	UTLA	UTLB	UTLC
2020	85,88	475,68	252,30	237,13	201,06
2021	90,21	475,68	271,87	255,42	216,19
2022	99,05	468,43	333,20	306,48	261,88
2023	106,04	330,64	394,61	355,26	305,17
2024	110,48	330,64	416,80	375,38	322,29
2025	524,01	330,64	437,01	393,77	338,06

Tabela 1: CVU médio anual para as usinas subsidiadas (R$/MWh). **Fonte:** Elaborado a partir de ONS (2025b).

No caso do CTJL, observa-se que, em média, entre 2020 e 2024, cerca de 85% CVU foi destinado ao pagamento dos combustíveis, enquanto os 15% restantes corresponderam aos custos variáveis de operação e manutenção (O&M) das usinas. Em termos absolutos, isso representa aproximadamente 49 R$/MWh voltados à O&M. Candiota III e Figueira apresentaram custos com combustíveis maiores que o próprio CVU (ver Tabela 2, seção 6.2).

Destaca-se que as usinas subsidiadas, movidas a carvão mineral, possuem baixa eficiência energética. Em geral, essas usinas convertem em média 30% da energia química contida no carvão mineral em energia elétrica (Gráfico 10), fatores que estão associados ao ciclo termodinâmico operacional das usinas, às tecnologias utilizadas nas caldeiras e à idade das usinas.

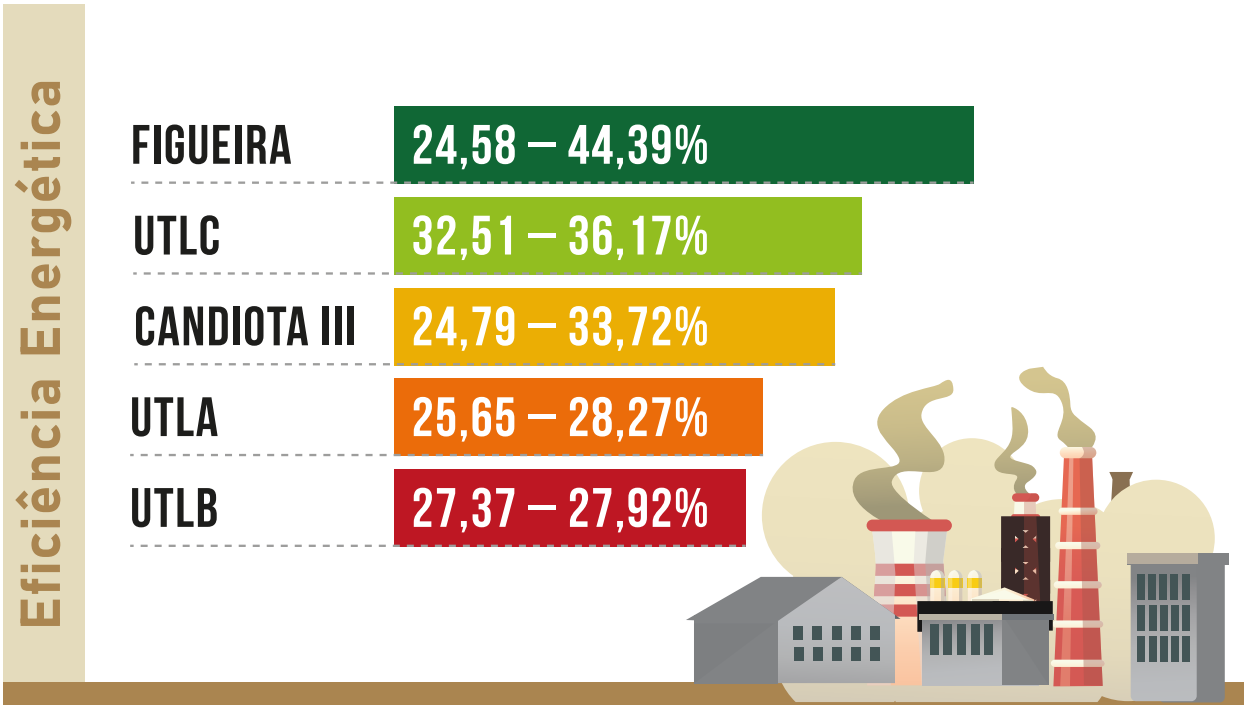


Gráfico 10: Eficiência energética média anual para as usinas entre 2020 e 2024. **Fonte:** Elaborado a partir de ONS (2025a, 2025b) CCEE (2025)

Dada a baixa eficiência e o elevado potencial poluidor do carvão, sua permanência na geração de eletricidade se torna cada vez mais insustentável. A eliminação dessa fonte da matriz energética representaria um passo importante para a redução das emissões, além de ser um avanço significativo nas políticas de descarbonização e transição energética do setor.

Como comparativo, a análise das emissões evidencia que, mesmo representando apenas cerca de 1% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, as usinas a carvão mineral apresentam índices de emissões superiores aos de outras fontes fósseis. De acordo com o BEN 2024 (EPE, 2024), as termelétricas a gás natural correspondem a aproximadamente 6,3% da capacidade instalada, enquanto as usinas a óleo combustível respondem por cerca de 0,8% (5.960 GWh). Ainda assim, as emissões do carvão frequentemente igualam ou ultrapassam as das usinas a gás e superam as de óleo combustível, mesmo com uma operação mais restrita e potência significativamente menor. Conforme demonstrado no Gráfico 11, as termelétricas a carvão foram responsáveis por 25% das emissões diretas de GEE do setor elétrico, reforçando seu caráter altamente poluente e desproporcional ao seu peso na matriz.

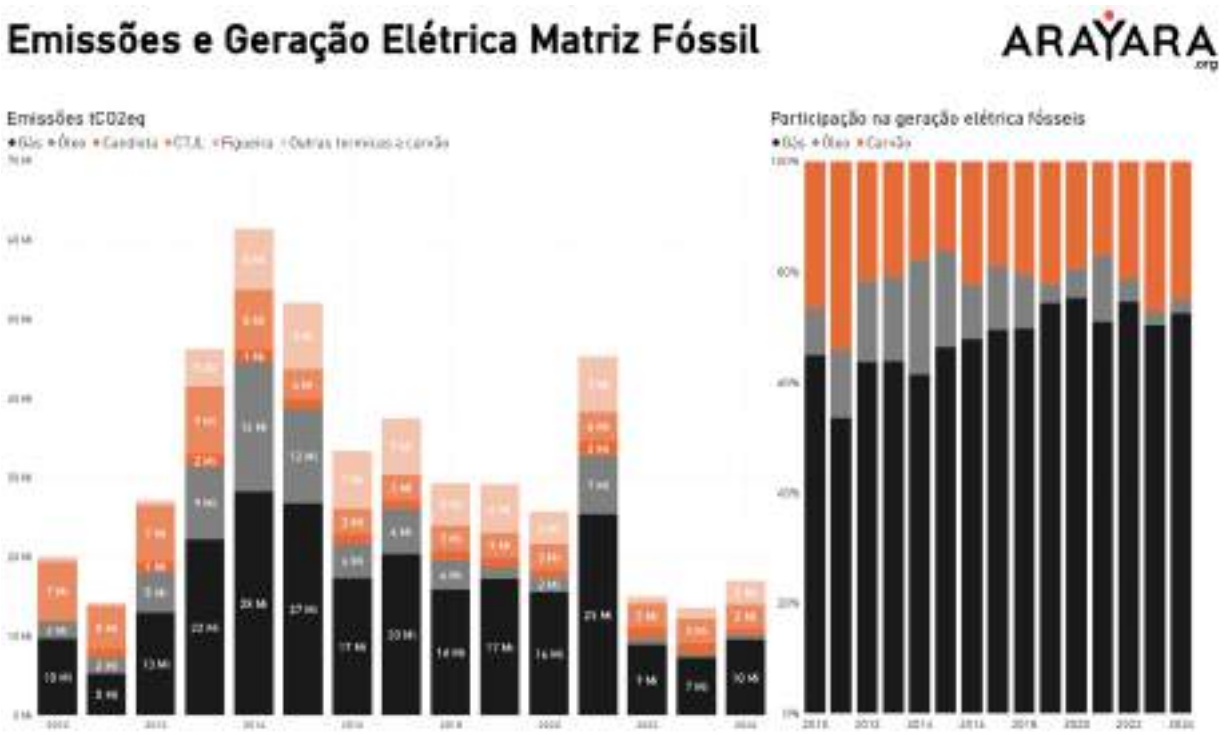


Gráfico 11: Comparativo entre as emissões de gases do efeito estufa das usinas movidas à gás, óleo combustível e a carvão.
Fonte: Instituto Internacional ARAYARA (2025).

Além do impacto climático, o carvão mineral apresenta limitações técnicas severas em termos de operação e flexibilidade. As usinas a carvão não atendem aos parâmetros de flexibilidade exigidos pelo sistema elétrico moderno, caracterizado pela crescente presença de fontes renováveis intermitentes. São unidades com rampa de ativação extremamente longa, que demandam várias horas para entrarem em operação plena, dificultando seu uso em momentos de pico ou em resposta a variações na oferta de energia. Essa inflexibilidade operacional, aliada ao alto custo e elevado potencial emissor, reforça a necessidade de repensar o papel das termelétricas a carvão e na matriz elétrica brasileira, em favor de uma transição energética baseada em fontes limpas, eficientes e compatíveis com os compromissos climáticos da NDC e do Acordo de Paris.

4. FUTURO DO CARVÃO NO BRASIL

Há poucos anos de se encerrar os subsídios do carvão no Brasil, registrou-se o retrocesso em 2021, ano que foi marcado pela abertura do "Programa para o uso sustentável do carvão mineral nacional", estabelecido pela Portaria MME nº 540/2021 (MME, 2021). Apesar de se tratar do carvão nacional, o programa foi voltado exclusivamente para o estado de Santa Catarina e culminou na Lei nº 14299/2022, que forneceu ao CTJL um contrato de energia de reserva até 2040, além de estabelecer o Conselho de Transição Energética Justa (TEJ), porém o conselho teve apenas uma reunião e se encontra parado desde 2022.

Existiram tentativas de alguns senadores de inserirem emendas à Lei nº 14299/2022 para que Candiota III e Figueira também tivessem o mesmo benefício, porém estas foram arquivadas. Uma nova tentativa de sobrevida à usina gaúcha e à paranaense, veio na forma de "jabutis"[6] ao Projeto de Lei nº 576/2021 do Senado Federal, que trazia a contratação de Candiota III e Figueira no formato de energia de reserva até 2050, mesmo esse projeto sendo sobre o aproveitamento energético *offshore*. Contudo, ao sancionar a Lei nº 15097/2025, o presidente Lula vetou diversos desses "jabutis", porém ainda pendentes de apreciação pelo Congresso Nacional, que pode derrubar esses vetos. Ainda, como estratégia política, persiste em tramitação o Projeto de Lei nº 1371/2025 (Câmara dos Deputados, 2025), que pode trazer o "jabuti" do carvão na íntegra para ser votado no Congresso Nacional.

Em outubro de 2025 nasceu a terceira via para tentar dar a sobrevida ao carvão mineral nacional. Por meio de centenas de emendas parlamentares na Medida Provisória nº 1304/2025 (Presidência da República, 2025), nasceu o Projeto de Lei de Conversão (PLC) nº 10/2025, o qual traz novamente a contratação compulsória das UTEs a carvão nacional, este foi enviado no início de novembro para sanção presidencial. As três propostas legislativas atuais (trechos vetados na Lei Federal nº 15097/2025, PL nº 1371/2025 e PLC nº 10/2025), mostram o fortíssimo poder do *lobby* do carvão mineral.

Para averiguar os impactos das contratações compulsórias das usinas a carvão foram propostos três cenários de geração de energia com base na compra de carvão com reajuste anual dos valores (Ver item 6.3), sendo estes: (i) Cenário de compra mínima, estabelecido nas

[6] O termo "jabuti", no cenário político brasileiro, é utilizado quando se acrescenta uma emenda a um projeto de lei, na qual esta não tem relação com o tema original.

propostas legislativas e na Lei n ° 14299/2022; (ii) Cenário de compra moderada, que representa a média entre o cenário (i) e (iii); e (iii) Cenário de compra elevada, correspondente ao consumo máximo histórico observado.

A partir de 2026, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) passará a ser remunerado de forma conjunta a um preço de R$ 564,37/MWh (EPE, 2024a), em decorrência da Lei Federal nº 14.299/2022, sancionada pelo ex-presidente Jair Bolsonaro. O contrato prevê 80% de inflexibilidade, resultando em uma geração anual de 3.350.551,93 MWh (EPE, 2024b). De acordo com a EPE (2024b), o custo estimado para manter a operação do CTJL até 2040 é de R$ 28,364 bilhões, disposto em parcelas fixas de R$ 1,89 bilhão. Esse valor, contudo, poderá ser significativamente maior quando consideradas as correções monetárias e a taxa média de aumento do CVU das usinas do complexo, de 10,06% ao ano (ver Seção 6.3). Nesse cenário, o custo total poderá praticamente dobrar, alcançando cerca de R$ 60,38 bilhões considerando a compra mínima, podendo chegar a R$ 70,36 bilhões em um cenário de compra moderada e no máximo R$ 107,71 bilhões em um cenário de compra elevada.

Tendo em vista a recente aprovação do PLC nº 10/2025 no congresso nacional, há possibilidade da UTE Candiota III e UTE Figueira serem contratadas na mesma modalidade até 2040. A extensão da vida útil dessas usinas significa a necessidade de ampliar novas frentes de mineração de carvão mineral, ou até mesmo a abertura de novas minas no caso do Paraná e Santa Catarina.

No caso da UTE Figueira, a energia líquida contratada resultaria em um custo de aproximadamente R$ 1,59 bilhão até 2040, com geração fixa mínima de 79.679 MWh/ano, podendo chegar a R$ 1,94 bilhão em um cenário de compra moderada de carvão e a R$ 2,28 bilhões em um cenário de compra elevada. Contudo, como já apresentado, ainda há incertezas sobre a continuidade de operação da usina.

A vida útil da mina 08, responsável por abastecer a UTE Figueira, tem previsão de exaustão das reservas até 2037 (Weiss, 2022). Contudo existe um novo projeto de mineração em licenciamento no IAT (2024), a poucos quilômetros da usina, que prevê a exploração anual de quase 1 milhão de toneladas de ROM, para produção de fertilizantes à base de gaseificação do carvão, com reservas suficientes para atender esse projeto por mais de 8 décadas e consequentemente alimentar a UTE Figueira.

Para a UTE Candiota III, os custos gerados ao consumidor, considerando a receita variável, será de R$ 14,13 bilhões até 2040 no cenário de compra mínima, através da geração anual mínima

de 1.161.804,74 MWh. Os custos totais podem chegar a R$ 19,62 bilhões em um cenário de compra moderada e R$ 25,10 para um cenário de compra elevada. Como a mina de Candiota é a maior reserva de carvão mineral do Brasil, seriam necessárias abertura de novas frentes de mineração para o atendimento da demanda da usina.

De forma geral, todo o consumidor de energia enquadrado no art. 3º-A da Lei Federal nº 10848/2004 (Brasil, 2004) será obrigado a pagar para essas usinas operarem. Os custos para a operação dessas usinas entre 2026 e 2040 estão na faixa de R$ 76,11 a R$ 107,71 bilhões (vide o Gráfico 12), sendo proporcionalmente muito superiores aos reembolsos da CDE (2010-2024) para a compra do carvão mineral (Gráfico 13); CTJL continua sendo a usina responsável pela maior parcela dos custos, dada sua capacidade instalada muito superior às demais usinas.

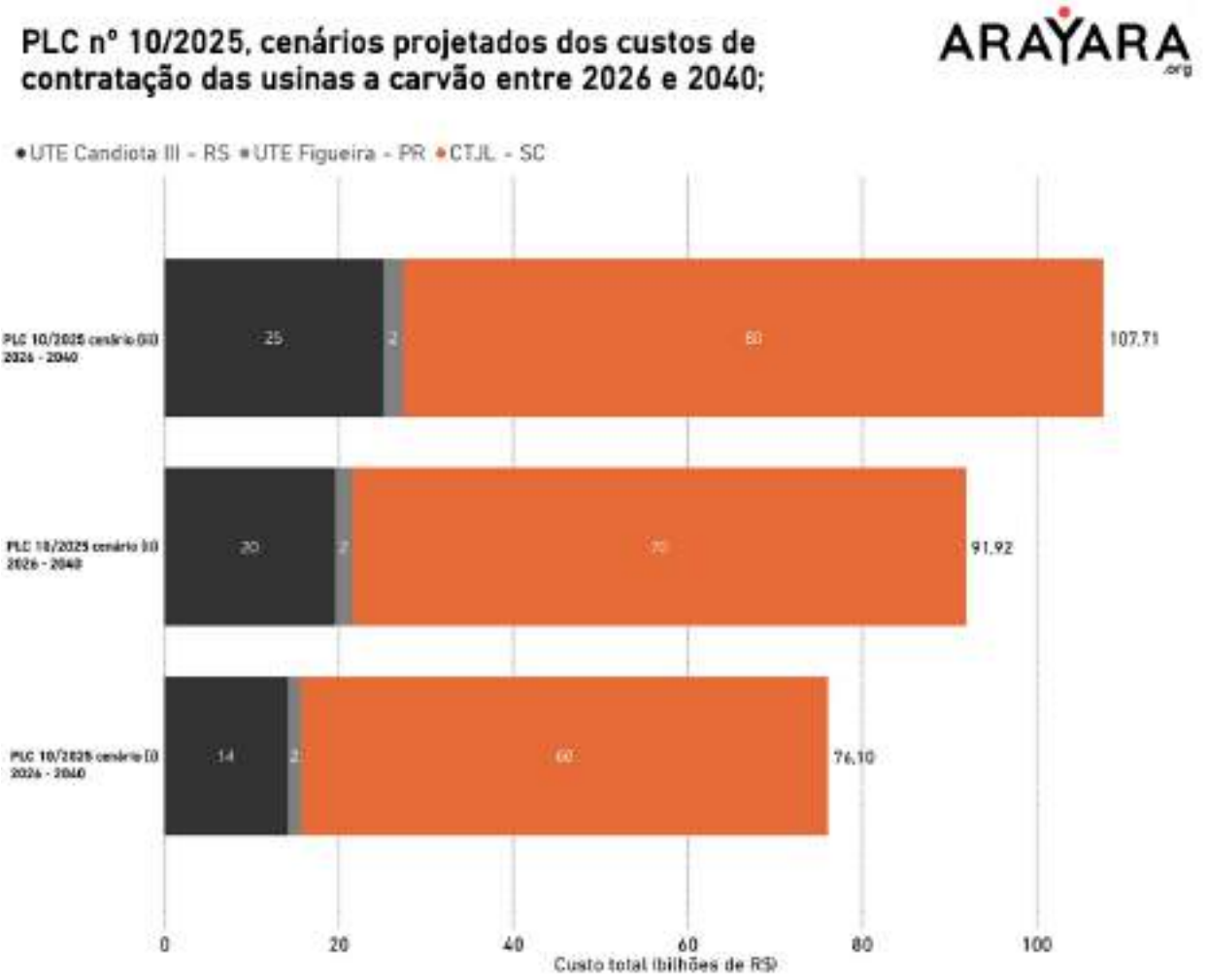


Gráfico 12: Custos da contratação compulsória na modalidade de energia de reserva para a usinas a carvão subsidiadas pela CDE.
Fonte: Instituto Internacional ARAYARA (2025).

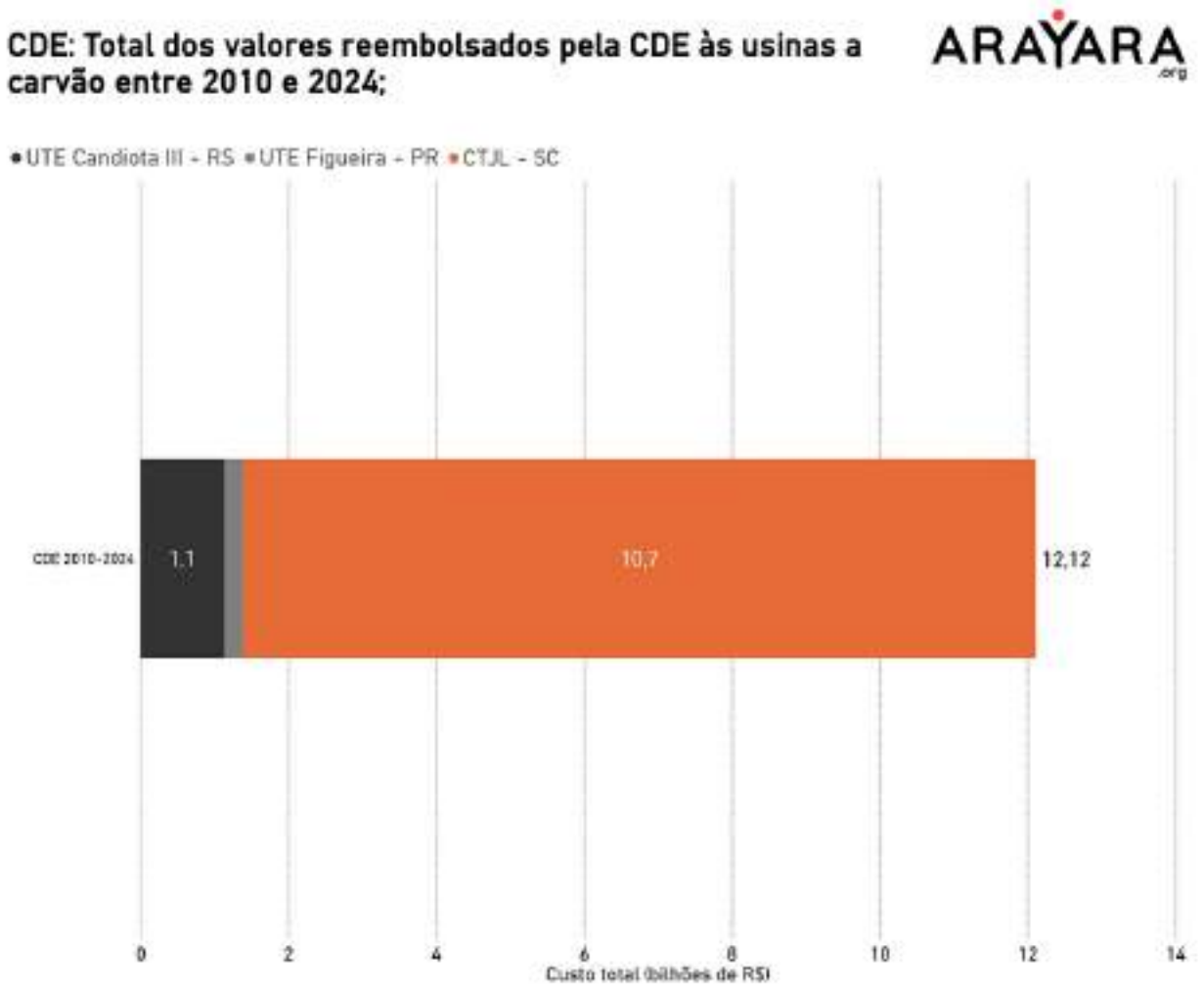


Gráfico 13: Reembolsos da CDE para as usinas subsidiadas. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025).

Considerando este cenário, o setor de mineração do carvão é fortemente beneficiado, visto que conseguirá manter os mesmos patamares de produção, por pelo menos mais 15 anos. Já a transição energética para os municípios com a economia baseada no carvão está muito aquém do ideal. Um exemplo disso: Santa Catarina apesar de ter delineado um Plano de Transição Energética Justa, na prática, há poucas ou quase nenhuma ações efetivadas; o Rio Grande do Sul está discutindo um plano de transição energética e no Paraná não se tem nenhuma iniciativa.

Apesar do carvão mineral representar apenas cerca de 1% da potência instalada da matriz elétrica brasileira, suas emissões são expressivamente elevadas quando comparadas à sua contribuição para geração elétrica. Em 2023, as três usinas a carvão emitiram aproximadamente 4,5 milhões de toneladas de CO_2 equivalente, um volume que embora provenha de uma fonte pouco expressiva, tem um peso significativo nas emissões do setor energético.

No mesmo ano, o setor de energia respondeu por 420 milhões de tCO_2e, equivalentes a 14,5% das emissões nacionais, sendo o segmento de transportes o principal responsável, com 224 milhões de tCO_2e, e a geração de eletricidade contribuindo com cerca de 20 milhões de tCO_2e, o que representa aproximadamente 4,8% das emissões do setor energético. Dentro desse cenário, as três usinas a carvão sozinhas responderam por 1,1% das emissões do setor como um todo, que engloba os setores que se utilizam dos fósseis para suas atividades, tais como: setor de transportes, indústria e geração de energia.

Nesse contexto, as emissões das usinas a carvão representaram mais de 20% das emissões da geração elétrica, revelando uma ineficiência climática evidente, uma fonte altamente poluente, responsável por uma fração mínima da oferta de eletricidade, mas por uma fatia desproporcional das emissões.

Além do elevado custo de contratação, com a prorrogação dos contratos das usinas a carvão, serão gerados de 52,35 a 78,64 $MtCO_2e$ apenas pelas três usinas a carvão nacional (CTJL, Candiota III e Figueira) ao longo de sua operação até 2040, o que representa cerca de 6,2 a 8,9% das emissões correspondentes a uma NDC anual Brasileira (Gráfico 14). Considerando suas emissões anuais somadas às demais termelétricas a carvão em operação, o impacto chega a 1,22% das emissões totais permitidas por ano, em um momento em que o país se comprometeu a reduzir entre 59% e 67% de suas emissões até 2035.

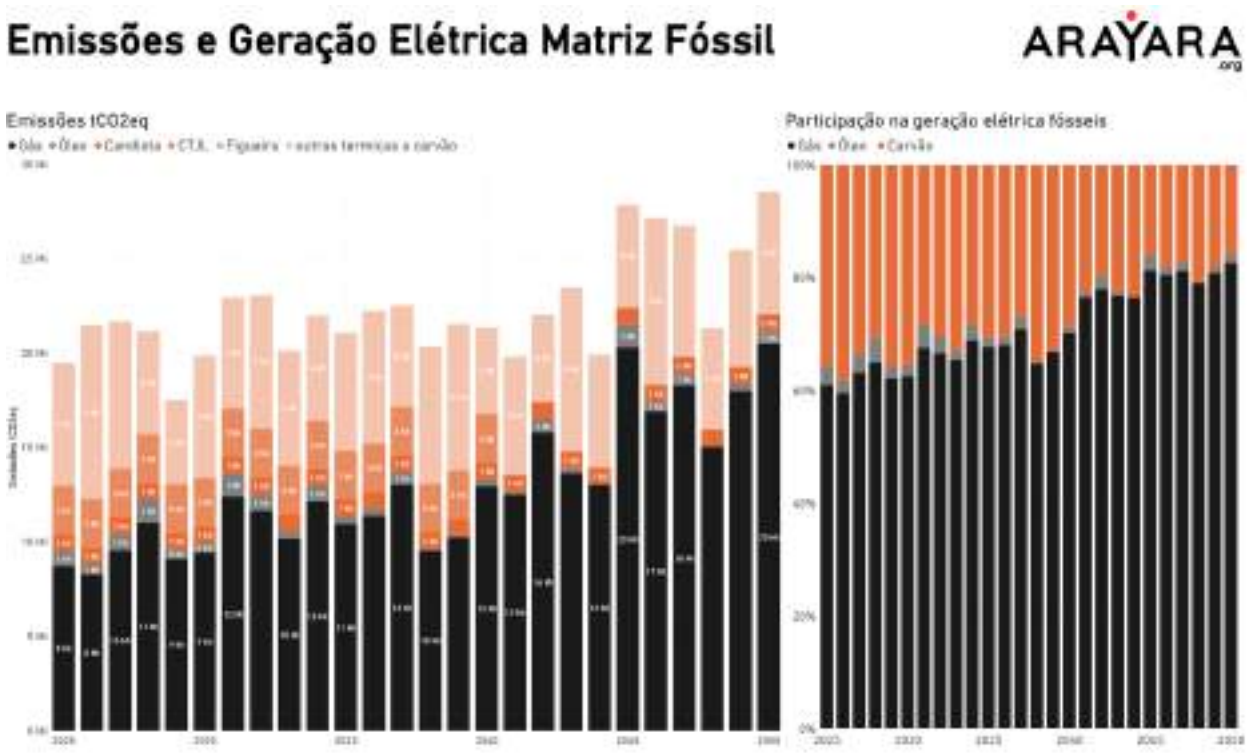


Gráfico 14: Projeção da geração de emissões de gases de efeito estufa e de energia da matriz elétrica fóssil brasileira - Cenário de compra mínima. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025).

Essa escolha política de estender a vida útil de um dos setores mais emissores da economia nacional vai na contramão dos compromissos climáticos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris e enfraquece a trajetória de descarbonização necessária para limitar o aquecimento global a 1,5°C. Ao destinar bilhões de reais para sustentar um modelo energético ultrapassado e altamente poluente, o país arrisca comprometer não apenas suas metas climáticas, mas também sua credibilidade internacional e sua capacidade de promover uma transição energética justa e efetiva.

Por não trazerem nenhum elemento de transição energética justa, e nenhum respaldo de que parte da receita das usinas será revertido em recuperação das áreas impactadas, a extensão da vida útil das usinas, no cenário moderado, ocasionará a extração de 152,68 milhões de toneladas de ROM, destes metade será rejeito de mineração dado os histórico de exploração, e 68 milhões de toneladas de carvão beneficiado cerca de metade serão cinzas dadas as características dos carvões. A grande geração de rejeitos alinhada ao péssimo histórico da destinação, tende atenuar ainda mais a contaminação nas bacias carboníferas.

Outro fato relevante é que o aumento de energia inflexível no Sistema Nacional Interligado, que nos moldes atuais, implicará em novos cortes forçados da energia renovável, seja perene

(hidrelétricas) ou intermitente (solar e eólica), também conhecido como curtailment. Caso a UTE Figueira, CTJL e Candiota III atingirem um pico de geração no ano equivalente a 4,45 TWh representará uma parcela quase que desprezível na geração elétrica do país, projetada pelo MME & EPE (2024) para 870 TWh, ainda assim, impactará nos cortes de geração de energia renovável. As implicações da extensão da vida útil das UTEs estão elencadas no Quadro 2.

TOTAL DE ENERGIA GERADA	CUSTO TOTAL DA OPERAÇÃO	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	CONSUMO CARVÃO CONSUMIDO
68,88 a 99,53 TWh Menos de 1% da Matriz Elétrica Geração representará menos 1% da demanda de energia elétrica para 2034	R$ 76,11 a R$ 107,71 bilhões Aumento do *curtailment*; Nenhum investimento previsto em recuperação ambiental	52,35 a 75,64 $MtCO_2e$ totais entre 2026 a 2040 até 0,6% da NDC brasileira que é 0,85 $GtCO_2e$/ano	126,39 a 178,97 milhões de toneladas de carvão bruto (ROM) Extraídas 71,49 a 97,82 milhões toneladas de rejeitos de mineração 54,90 a 81,16 milhões de toneladas carvão beneficiado consumidos 25,52 a 38,23 milhões toneladas de cinzas

Quadro 2: Síntese das implicações da extensão da vida útil da usinas movidas à carvão nacional. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025).

Uma iniciativa mais abrangente para recontratar as usinas de carvão mineral no Brasil, veio por parte do Ministério de Minas e Energia através da Portaria MME nº 859/2025 (MME, 2025a), que inseriu o carvão mineral como fonte de energia no certame para o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP 2026), mesmo sem que as usinas a carvão não atendam, nem de perto, os critérios desejadas para flexibilidade operativa requerida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para os próximos anos.

Houveram mais de 136 contribuições na consulta pública para o edital (MME, 2025b), inclusive as do ARAYARA, que marcou uma forte objeção dos atores contra a inserção do carvão mineral no certame. Caso a proposta do PLC nº 10/2025 falhe, este edital poderá recontratar diversas usinas que hoje estão sem contratado, como Figueira e Candiota III, ou usina que tem o contrato a vencer em um futuro próximo, como são os casos das usinas que consomem carvão importado: Pecém I, Pecém II e Porto Itaqui, que podem receber mais dez anos de contrato, caso se sagrem vencedoras no leilão.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A permanência do carvão mineral nacional na matriz elétrica brasileira reflete muito mais às vontades de grupos de interesse do que uma necessidade técnica ou econômica. Mesmo sendo uma fonte pouco expressiva, nos últimos 23 anos, as usinas termelétricas foram mantidas artificialmente através dos subsídios da CDE e podem ser mantidas até a metade do século com legislações que garantem suas operações compulsórias. Tais vontades impõem ao consumidor altos custos na energia, impactam nos compromissos climáticos do país e perpetuam impactos ambientais e sociais profundos nas regiões carboníferas.

Este estudo demonstra que as usinas: Figueira, Candiota III e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda apresentam baixas eficiências energéticas, altos custos de geração e alto potencial de geração de gases do efeito estufa em relação à matriz elétrica fóssil do Brasil. Esses resultados evidenciam o desalinhamento da geração a carvão com as metas de descarbonização assumidas pelo Brasil em sua NDC, que prevê a redução entre 50% e 67% das emissões até 2035. Além do prejuízo climático a continuidade da operação destas usinas, impactarão diretamente a qualidade do ar nas regiões onde se encontram, além de contribuírem indiretamente para a contaminação da água, solo e ar, em decorrência das atividades de exploração do carvão mineral.

Sob o aspecto econômico, a continuidade desses empreendimentos representa um grande contrassenso. Enquanto o Brasil dispõe de um gigantesco esforço para subsidiar e prorrogar a vida útil de usinas, que de modo geral são obsoletas e altamente poluentes, a transição energética justa permanece ausente ou estagnada pela intenções políticas, com escassas iniciativas de requalificação profissional e diversificação econômica nas regiões dependentes do carvão. Tal cenário não é somente desfavorável para o acordo de Paris, mas também compromete a credibilidade internacional do Brasil frente à COP-30.

Diante disso, urge a necessidade de redirecionar os investimentos públicos para fontes renováveis e programas de transição energética justa que assegurem alternativas sustentáveis de emprego e renda para às populações impactadas. O encerramento planejado do setor carbonífero, aliado à recuperação ambiental das áreas degradadas, constitui uma etapa fundamental para que o Brasil possa alinhar uma trajetória de desenvolvimento livre de carvão, resiliente e socialmente justa.

6. METODOLOGIA

6.1. CÁLCULO DAS EFICIÊNCIAS

A eficiência térmica de uma usina é calculada a partir da relação entre a energia útil produzida e a energia térmica fornecida pelo combustível. De acordo com a U.S. Energy Information Administration (USEIA, [s.d]), a taxa de calor é calculada dividindo-se o conteúdo energético do combustível pela quantidade de eletricidade gerada (kWh). Assim, uma menor taxa de calor indica uma maior eficiência (EIA, 2025).

Sob aspecto do aproveitamento da energia contida no combustível que é efetivamente transformada em energia elétrica, calculou-se a eficiência energética das UTEs do SIN com base na metodologia proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica, (ANEEL, 2022), dada pela equação:

$$\eta_{UTE}\left(\%\right) = \frac{E_{produzida}}{[\Sigma Q_i \quad PCI_i]} \qquad (1)$$

- $E_{produzida}$: Energia elétrica líquida produz da pela central geradora, medida no ponto de conexão à rede, em MWh;
- Q_i : Quantidade de combustível consumido em m³ ou t, conforme a unidade do PCI;
- PCI_i : Poder calorífico inferior médio mensal do combustível, em MWh/m³ ou MWh/t, a ser declarado pelo agente de geração na base do combustível "como recebido" (1 MWh equivale a 859.845 kcal); e
- i : Combustível consumido (carvão mineral, óleo combustível, óleo diesel).

6.2. DISCRIMINAÇÃO DO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO

O CVU é definido de modo geral pela Portaria MME nº 203/2014 (MME, 2014), compreende o custo necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento. Conforme apresentado pela EPE (2017) o CVU expresso em R$/MWh e compreende a todos os custo para a geração exceto custos fixos, conforme a Portaria MME nº 46/2007 (MME, 2007), o CVU (R$/MWh) pode ser expresso algebricamente pela equação 2,

$$CVU = C_{comb} + C_{O\&M'} \quad (2)$$

sendo:

- C_{comb}: energia elétrica líquida produzida pela central geradora, medida no ponto de conexão à rede, em MWh;
- $C_{O\&M'}$: demais custos variáveis incorridos na geração flexível, expressos em R$/MWh.

Entende-se que o C_{comb} pode ser calculado através da equação (3), na qual Q_i é a quantidade de combustível i que foi utilizado no ano, sendo carvão mineral, óleo combustível e óleo diesel dado em t/ano (CCEE, 2025); PU_i é o custo de cada combustível dado em R$/t; e E é a energia despachada dada em MWh obtida em ONS (2025a).

$$C_{comb} = \sum_{i=1}^{n} \frac{Q_i \times PU_i}{E} \quad (3)$$

Inferiu-se o $C_{O\&M}$ utilizando o valores de CVU apresentados pelo ONS (2025b) e os valores de C_{comb} obtidos por meio da equação (3). Os valores obtidos estão dispostos na Tabela 2.

ANO	CANDIOTA_3		FIGUEIRA		J.LACER. A		J.LACER. B		J.LACER. C	
	Ccomb (R$/MWh)	CO&M (R$/MWh)	Ccomb (R$/MWh)	CO&M (R$/MWh)	Ccomb (R$/MWh)	CO&M (R$/MWh)	Ccomb (R$/MWh)	CO&M (R$/MWh)	Ccomb (R$/MWh)	CO&M (R$/MWh)
2020	75,12	10,76	0,00	0,00	222,85	29,44	217,36	19,78	182,14	18,91
2021	92,22	-2,01	0,00	0,00	249,03	22,84	240,11	15,31	202,47	13,72
2022	102,35	-3,31	212,41	256,02	293,62	39,58	269,50	36,97	227,46	34,42
2023	120,78	-14,75	400,67	-70,03	283,75	110,86	288,84	66,42	242,39	62,78
2024	142,61	-32,13	297,07	33,57	325,80	90,99	301,49	73,89	228,25	94,04
MÉDIA	106,62	-8,29	182,03	43,91	275,01	58,74	263,46	42,47	216,54	44,78

Tabela 2: Composição do CVU para as usinas subsidiadas. **Fonte:** Instituto Internacional ARAYARA (2025).

6.3. CUSTOS ESPERADOS

A partir de EPE (2024a), que definiu as métricas do contrato de energia de reserva de CTJL, por meio da Equação 6, que dispõem da energia contratada para o complexo. Para Figueira e Candiota III, empregou-se a mesma metodologia apresentada pela EPE (2024a). O detalhamento dos parâmetros está na Tabela 3.

$$E_{cont} = \frac{C \times PCI}{Q_{esp}} \times (1 - C_{int}) \times (1 - P_{int}) \times (1 - P_{rede}) \quad (6)$$

PARÂMETROS	CTJL	FIGUEIRA	CANDIOTA III
C: Compra mínima[1]; moderada e elevada (t/ano)[1]	2.400.000,00; 2.796.658,28; 3.193.316,55	60.000,00; 72.900,00; 85.800,00	1.200.000,00; 1.665.634,38; 2.131.268,76
PCI: Poder calorífico inferior (kJ/t)[2]	16,03	23,08	13,82
Q_{esp}: Consumo específico (kJ/MWh)[2, 3]	10,02	14,57	12,05
C_{int}: Consumo interno (%)[2]	10,11	13,41	13,28
P_{int}: Perdas internas (%)[2]	0,36	0,87	0,36
P_{rede}: Perdas na rede Básica (%)[2, 4]	2,59	2,30	2,30
E_{cont}: Energia contratada mínima; moderada e elevada (MWh/ano)	3.350.415,10; 3.904.152,54 4.457.889,99	79.679,28; 96.810,33; 113.941,37	1.161.804,74; 1.612.618,26 2.063.431,78

Notas: [1] Compra mínima definida pela REN nº 1016/2022 (CCEE, 2025); [2] Apresentado pelos operadores; [3] Calculado a partir de ONS (2025a) e CCEE (2025); [4] Considerou-se a perda média da rede, de acordo com a ANEEL (2024).

Tabela 3: Demonstrativo do cenário de energia de reserva para usinas. **Fonte**: Instituto Internacional Arayara (2025).

Para o jabuti do carvão trazido pelo PLC nº 10/2025 as usinas terão suas receitas divididas em receita fixa dos combustíveis (Rf_{Comb}) e demais receitas necessárias para a operação dos empreendimentos (Rf_{Demais}), conforme apresentado na equação 4.

$$Rf_{tot} = Rf_{Demais} + Rf_{Comb} \quad (4)$$

A parcela dos combustíveis (Rf_{Comb}) segue o CVU teto do Leilão de Energia Nova A-6 de 2019, apresentado em EPE (2019), para aquele certame. Considerando que o CVU teto do A-9 de 2019 foi de 300 R$/MWh (EPE, 2021), corrigido pelo IPCA em novembro de 2025 seria de **421,88 R$/MWh**. Com exceção de CTJL, que já foi definida em EPE (2024a; 2024b), a parcela que compreende os demais custos de operação (Rf_{Demais}) para Figueira e Candiota III estão citados na Tabela 4, que apresenta o custo de contratação.

USINA	CUSTO DE CONTRATAÇÃO (R$/MWH)	TAXA DE REAJUSTE COM BASE NO CVU
Figueira	626,59[1]	10,06%
CTJL	564,37[2]	10,06%
Candiota III	518,48[3]	6,10%

Notas: [1] Valor do CVU teto do leilão A-6 de 2019 (EPE, 2019) acrescido dos demais custos fixo da usina apresentados por COPEL (2019) ajustados para novembro de 2025; [2] EPE (2024a); [3] Valor do CVU teto do leilão A-6 de 2019 (EPE, 2019) acrescido dos demais custos fixos da usina apresentado por ANEEL (2025).

Tabela 4: Custo de contratação das UTEs. **Fonte**: Instituto Internacional Arayara.

A partir desses valores foram gerados três cenários, de geração de energia com base no consumo de carvão mineral: (i) Cenário de compra mínima, estabelecido nas propostas legislativas e na Lei n º 14299/2022; (ii) Cenário de compra moderada, que representa a média entre o cenário (i) e (iii); e (iii) Cenário de compra elevada, correspondente ao consumo máximo histórico observado. Para ajustar os preços no decorrer das anos considerou-se a taxa de crescimento do CVU da média das usinas (ver Tabela 4), conforme apresentado na equação 5.

$$i = 1 - \left(\frac{\overline{CVU_i}}{\overline{CVU_f}} \right)^{\frac{1}{n-1}} \quad (5)$$

- i: taxa anual de crescimento (%);
- CVU_i: CVU médio anual do ano i (R$/MWh) obtido em ONS (2025b)
- CVU_f: CVU médio anual de 2025 (R$/MWh) obtido em ONS (2025b)
- n: Período analisado.

Para Candiota III utilizou-se o período 2020 a 2024 e para CTJL 2020 a 2025, já figueira como não teve variação crescente no CVU, dada a construção da nova usina, que reduziu os custos para o operador, considerou-se a taxa de crescimento para Jorge Lacerda, visto que o carvão representa a maior parcela do CVU e o preço do carvão de Figueira tende a crescer de forma parecida com o de CTJL (Gráfico 15).

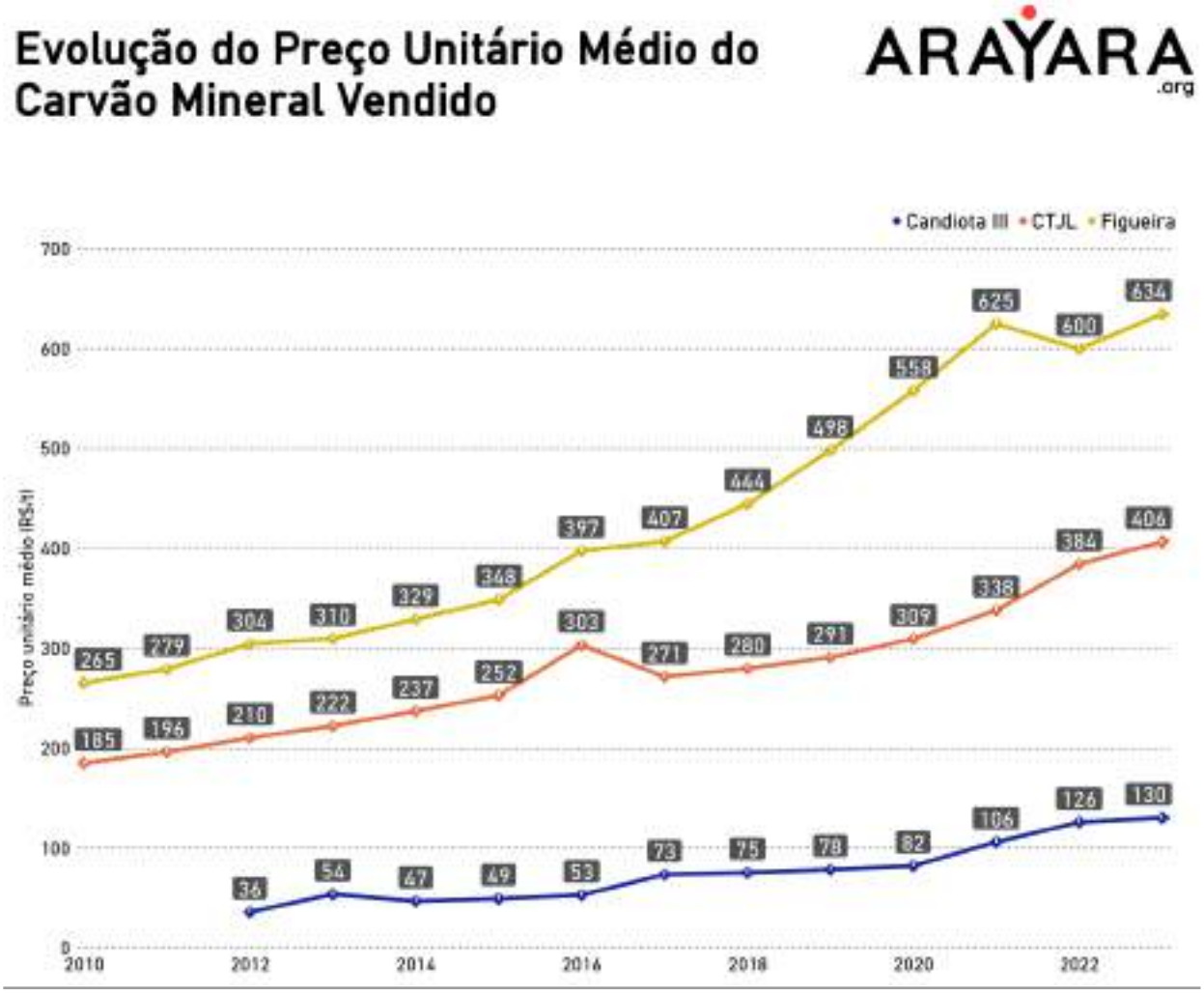


Gráfico 15: Evolução do Preço Unitário Médio do Carvão mineral subsidiado pela CDE.
Fonte: Elaborado a partir de Eletrobras (2017) e CCEE (2025)

$$R_V = \sum_{n=2026}^{2040} R_n(1+i)^{(n-2026)} \quad (6)$$

- R_V: Receita variável acumulada (R$);
- R_n: Receita anual no ano n (R$);
- n: Anos da análise sendo, 2026 $\leq n \leq$ 2040.

6.4. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

A NDC do Brasil de 2024 estabeleceu um limite de emissões entre 0,85 e 1,05 $GtCO_2$ até 2035. A atual NDC do Brasil inclui os objetivos de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 53% (1,2 gigatonelada de gás carbônico equivalente) até 2030 e de zerar as emissões líquidas até 2050.

Com base no Cenário Futuro apresentado no PDE 2034, a demanda termelétrica máxima na malha integrada apresenta uma taxa de crescimento de 3,7% ao ano (MME & EPE, 2024). Essa projeção reflete a evolução das UTEs existentes e previstas, considerando o término de contratos de algumas usinas entre 2024 e 2025, e sua posterior recontratação a partir de 2026 através do LRCAP 2021 (Leilão de Reserva de Capacidade). Para as usinas a carvão, utilizamos os valores fixos de geração conforme estabelecido:

- **Figueira:** 79.679,28 MWh/ano
- **CTJL:** 3.350.551,93 MWh/ano
- **Candiota:** 1.161.804,74 MWh/ano

Para as demais usinas a carvão, adotamos um valor médio do período em operação e aplicamos uma flutuação de 10%, refletindo a natureza variável da geração, que não se mantém constante ao longo do tempo, conforme observado nos anos anteriores.

As emissões associadas ao setor energético podem ser classificadas em **diretas**, resultantes da queima de combustíveis fósseis como carvão e gás natural para geração de

eletricidade. Essas fontes liberam dióxido de carbono (CO_2) e outros gases poluentes diretamente na atmosfera durante a combustão (IPCC, 2006).

Para estimar as emissões, adotamos a abordagem recomendada pelo **Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – IPCC (2014), expressando os resultados em gramas de CO_2 equivalente por kWh gerado (gCO_2eq/kWh)**. Para o óleo combustível em especial por não constar nesta lista adaptamos os fatores de emissão por combustão apresentados pelo IPCC (2006). Essa métrica permite comparar diferentes fontes de energia de forma padronizada e avaliar seu impacto ambiental ao longo do tempo.

Dessa forma temos os fatores de emissão como:

- **Gás:** 370 gCO_2eq/kWh
- **Carvão:** 760 gCO_2eq/kWh
- **Óleo Combustível:** 629,1 gCO_2eq/kWh

Com essa metodologia, realizamos uma **previsão das emissões futuras**, assumindo variações anuais semelhantes às observadas no passado para o carvão, e a tendência de crescimento projetada no PDE para as usinas a gás. O resultado é apresentado no gráfico comparativo das emissões do carvão nacional e das usinas a gás ao longo do horizonte estudado.

REFERÊNCIAS

ANM - AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO. **Anuário Mineral Brasileiro (AMB): produção beneficiada**. [S.l.]: ANM, 2025. Disponível em: https://dados.gov.br/dados/conjuntos-dados/anuario-mineral-brasileiro-amb. Acesso em: 10 fev. 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de energia elétrica na distribuição: 2024**. Brasília, DF: [s.n.], 2024. 16 p. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias. Acesso em: 9 out. 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.016, DE 19 DE ABRIL DE 2022. **Estabelece as regras para o planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas Carvão Mineral e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, associadas à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, os procedimentos para a adequação das instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação, necessários à interligação de sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e os critérios para adição de unidades geradoras de fonte renovável em centrais geradoras nos Sistemas Isolados; revoga as Resoluções Normativas Aneel nº 447, de 13 de setembro de 2011; nº 801, de 19 de dezembro de 2017; nº 840, de 18 de dezembro de 2018 e dá outras providências**. *Diário Oficial da União*. 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221016.pdf. Acesso em: 01 de outubro de 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Processo nº 48500.012485/2025-36, Anexo 1 - Checklist.** 2025.

ARAYARA - INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA. **ESTUDO DIAGNÓSTICO – USINA TERMELÉTRICA FIGUEIRA: IMPACTOS DA QUEIMA DO CARVÃO MINERAL EM FIGUEIRA-PR**. Curitiba: Arayara.org, 2024b.

ARAYARA - INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA. **UTE Candiota 2050: o futuro insustentável da produção de energia elétrica a partir do carvão mineral subsidiado**. Porto Alegre: Arayara.org, 2024a. Disponível em: https://monitordocarvao.org/. Acesso em: 25 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 3.226, de 27 de julho de 1957**. Dispõe sobre a constituição da Usina Termoelétrica de Figueira S. A. (UTELFA), em Curiúva, Estado do Paraná. *Diário Oficial da União*, Seção 1, 29 jul. 1957, p. 18565. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3226.htm. Acesso em 14 de agosto de 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril

de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm. Acesso em: 8 ago. 2025.

BRASIL. **Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011**. Regula o acesso a informações previsto no inciso XXXIII do art. 5º, no inciso II do § 3º do art. 37 e no § 2º do art. 216 da Constituição Federal; altera a Lei nº 8.112, de 11 de dezembro de 1990; revoga a Lei nº 11.111, de 5 de maio de 2005, e dispositivos da Lei nº 8.159, de 8 de janeiro de 1991; e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Seção 1, ed. 135, 16 jul. 2020, p. 1. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12527.htm. Acesso em: 15 ago. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.026, de 15 de julho de 2020**. Atualiza o marco legal do saneamento básico e altera a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000 (...). Diário Oficial da União, Seção 1, ed. extra, 18 nov. 2011, p. 1. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/lei/l14026.htm. Acesso em: 30 set. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2034**. Brasília: MME/EPE, 2024. Disponível: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034. Acesso em: 25 de setembro de 2025.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei nº 1.371, de 2025**. Altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para garantir a Transição Energética Justa com a sobrevivência socioeconômica das zonas carboníferas da Região Sul do Brasil e aumentar a segurança energética do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2491660. Acesso em: 17 de setembro de 2025.

CAMPANER, V. P. **Geoquímica de drenagem ácida de mina em atividade carbonífera, município de Figueira (PR)**. 2008. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

CAMPANER, V. P. **Dispersão geoquímica elementar e isotópica na atmosfera e no solo em área com atividade minerária e termelétrica a carvão**. 2013. Tese (Doutorado em Ciências – Geologia e Recursos Naturais) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

CARBONÍFERA CAMBUÍ. **Relatório do Estado Geral da Mina e Atividades Complementares: Suspensão Temporária da Lavra**. 2024. Disponível em: https://sei.anm.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?Dw5BgI2DFMbZfaN-2ZQIG-rqoRM5MS6qf0M_TyTV079aewLgaY_K9luHZ54jatXEt79YtkHjiYJLYGeCrTONPkkJcxJVsFxzUTUfaALw74RXXdFI5o0Ufhc7H6QEPAna. Acesso em: 08 de outubro de 2025.

CARDOSO, A. T.; FAN, F. M. **Mining's legacy: Unraveling the impacts of acid mine drainage on the rivers and streams of the Santa Catarina coal region, Brazil**. Geochimica Brasiliensis, v. 38, e-24002, 2024.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimento de contas setoriais: CDE, CCC e RGR. Módulo 3 - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**. 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919498/PdCS_modulo_3_-_CDE_v_10.0.pdf/ad93dd2e-c4ca-9004-b1bb-d618d960e39b. Acesso em: 30 de outubro de 2024.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Memória de Cálculo de Reembolso de Carvão Mineral**. 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/. Acesso em: 20 de fevereiro de 2025.

CORTES-RAMIREZ, J.; NAISH, S.; SLY, P. D.; JAGALS, P. **Mortality and morbidity in populations in the vicinity of coal mining: a systematic review**. BMC Public Health, v. 18, n. 721, 2018.

DIAMANTE GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA. **Relatório semestral de monitoramento dos rios e efluentes (CTJL-CEUT-EFL-SEM-01/2020)**. Capivari de Baixo - SC, 2020.

DIAMANTE GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA. **Relatório semestral de monitoramento dos rios e efluentes (CTJL-CEUT-EFL-SEM-02/2020)**. Capivari de Baixo - SC, 2021.

DIAMANTE GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA. **Relatório trimestral de monitoramento ambiental (CTJL-CEUT-PATIO-TRI-01/2022)**. Capivari de Baixo - SC, 2022.

DING, Z.; ZHENG, B.; LONG, J.; BELKIN, H. E.; FINKELMAN, R. B.; CHEN, C.; ZHOU, D.; ZHOU, Y. **Geological and geochemical characteristics of high arsenic coals from endemic arsenosis areas in southwestern Guizhou Province, China**. Applied Geochemistry, v. 16, ed. 11-12, p. 1353-1360, 2001.

DNPM - DEPARTAMENTO NACIONAL DE PESQUISA MINERAL. **Anuário Mineral Brasileiro 2005**. ANM, Brasilía-DF, 2005. Disponível em: https://www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/economia-mineral/publicacoes/anuario-mineral/anuario-mineral-brasileiro/anuario-mineral-brasileiro-2005/@@download/file/anuario-mineral-brasileiro-2005.pdf. Acesso em: 13 de agosto de 2025.

ELETROBRAS. **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. 2017. Disponível em: https://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Desenvolvimento-Energetico.aspx. Acesso em: 11 de fevereiro de 2025.

ELETROBRAS. **Geração - TERMELÉTRICA CANDIOTA III (FASE C)**. [s.d.]. Disponível em: https://www.cgteletrosul.com.br/nosso-negocio/geracao/candiota. Acesso em: 24 de novembro de 2025.

ELETROBRAS. **Fato Relevante**. 2023. Disponível em: https://static.poder360.com.br/2023/09/fato-relevante-candiota.pdf. Acesso em: 24 de setembro de 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017**. 2017.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia termelétricas: Gás Natural, Biomassa, carvão, nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/livro-sobre-energia-termeletrica-gas-natural--biomassa-carvao-nuclear. Acesso em: 9 de dezembro de 2024.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. INFORME TÉCNICO - EPE-DEE-IT-075/2021-r1. **Leilão de Energia Nova A-5 de 2021 Preços de Referência dos Combustíveis para as Usinas Termelétricas**. 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/IT%20Pref%20Combust%-C3%ADveis%20-%20EPE-DEE-IT-075-2021-r1.pdf. Acesso em: 29 de setembro de 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço energético Nacional 2024 - Ano base 2023**. 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf. Acesso em: 01 de outubro de 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **NOTA TÉCNICA EPE/DEE/SGR/069/2024-R2: CÁLCULO DO PREÇO DE CONTRATAÇÃO DO COMPLEXO TERMELÉTRICO DE JORGE LACERDA (CTJL) - LEI Nº 14.299/2022 PORTARIA Nº 768/GM/MME/2024**. 2024a.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demonstração de Resultado do Exercício - DRE (milhões R$)**. 2024b.

EVANGELOU, V. P.; ZHANG, Y. L. **A review: pyrite oxidation mechanisms and acid mine drainage prevention**. Critical Reviews in Environmental Science and Technology, v. 25, n. 2, p. 141-199, 1995.

FEPAM - FUNDAÇÃO ESTADUAL DE PROTEÇÃO AMBIENTAL. **Sistema Online de Licenciamento Ambiental**. 2025. Disponível em: https://secweb.procergs.com.br/sra/. Acesso em: 04 de junho de 2025.

FINKELMAN, R. B. **Potential health impacts of burning coal beds and waste banks**. International Journal of Coal Geology, v. 59, p. 19-24, 2004.

FLUES, M.; CAMARGO, I. M. C.; SILVA, P. S. C.; MAZZILLI, **B. P. Radioactivity of coal and ashes from Figueira coal power plant in Brazil**. Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry, v. 270, n. 3, p. 597-602, 2006.

FUNGARO, D. A.; SILVA, P. S.; CAMPELLO, F.; MIRANDA, C. S.; IZIDORO, J. **Evaluation of radionuclide contamination of soil, coal ash and zeolitic materials from Figueira Thermoelectric Power Plant**. Brazilian Journal of Radiation Sciences, v. 7, n. 2A, 2019.

GTA - GRUPO TÉCNICO DE ASSESSORAMENTO. **12 º Relatório de Monitoramento dos Indicadores Ambientais. Ação Civil Pública nº 93.800.533-4, Processo de Cumprimento de Sentença nº 2000.72.04.002543-9**. 2019. Disponível em: https://acpcarvao.com.br/forum/showthread.php?tid=25. Acesso em 8 de novembro de 2024.

GTA - GRUPO TÉCNICO DE ASSESSORAMENTO. **16º Relatório de Monitoramento dos Indicadores Ambientais. Ação Civil Pública nº 93.800.533-4, Processo de Cumprimento de Sentença nº 2000.72.04.002543-9**. 2023.

HAYNES, D. D; PIERSON, C. T. **Uniferous coal and carbonaceous shale in northeast Paraná, Brazil**. Washington, D. C; 1957. Disponível em: https://pubs.usgs.gov/tem/1097/report.pdf. Acesso em: 20 de janeiro de 2024.

IAT - INSTITUTO ÁGUA E TERRA. **Processo nº 22.251.199-2**. 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Despacho nº 02001.004682/2017-00 COEND/IBAMA**. 2017. Disponível em: https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1769322&id_documento=129730&infra_hash=2d3b81252be81c51c8df1b4cbf932136. Acesso em: 3 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Consulta de Autuações Ambientais e Embargos**. 2025. Disponível em: https://servicos.ibama.gov.br/ctf/publico/areasembargadas/. Acesso em: 2 de junho de 2025.

IMA - INSTITUTO DO MEIO AMBIENTE DE SANTA CATARINA. 2022a. **Licença Ambiental de Operação nº 6260/2022**. Florianópolis, SC. 21 de setembro de 2022. Disponível em: https://consultas.ima.sc.gov.br/consulta. Acesso em: 6 de março de 2024.

IMA - INSTITUTO DO MEIO AMBIENTE DE SANTA CATARINA. 2022b. **Licença Ambiental de Operação nº 6259/2022**. Florianópolis, SC. 21 de setembro de 2022. Disponível em: https://consultas.ima.sc.gov.br/consulta. Acesso em: 6 de março de 2024.

IMA - INSTITUTO DO MEIO AMBIENTE DE SANTA CATARINA. 2023. **Licença Ambiental de Operação nº 3993/2023**. Florianópolis, SC. 18 de setembro de 2023. Disponível em: https://consultas.ima.sc.gov.br/consulta. Acesso em: 6 de março de 2024.

KALKREUTH, W.; LEVANDOWSKI, J.; DELGADO, T.; SCHEFFER, R.; MAIA, S. M.; PERALBA, M. C. R.; BARRIONUEVO, S. **Evaluation of environmental impacts of the Figueira coal-fired power plant, Paraná, Brazil**. Energy exploration & exploitation, v. 32, n. 3, p. 423-469, 2014.

MANISALIDS, I.; STAVROPOULOU, E.; STAVROPOULOS, A.; BEZIRTZOGLOU, E. **Environmental and health impacts of air pollution: a review**. Frontiers in public health, v. 8, p. 14, 2020.

MARTÍNEZ-TOVAR, J. G.; REBOLLAR-TÉLLEZ, E. A.; SALAS, I. F. **Seroprevalence of T. Cruzi infection in blood donors and Chagas cardiomyopathy in patients from the coal mining region of Coahuila, Mexico**. Revista do Instituto de Medicina Tropical de São Paulo, v. 56, ed. 2, p. 169-174, 2014.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PORTARIA Nº 46, DE 9 DE MARÇO DE 2007**. *Diário Oficial da União*. 2007. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2007/portaria-n-46-2007.pdf/view. Acesso em: 19 de fevereiro de 2025.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PORTARIA Nº 203, DE 15 DE MAIO DE 2014**. *Diário Oficial da União*. 2014. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2014203mme.pdf. Acesso em: 19 de fevereiro de 2025.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PORTARIA Nº 540/GM/MME, DE 6 DE AGOSTO DE 2021**. *Diário Oficial da União*. 2021. https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-540/gm/mme-de-6-de-agosto-de-2021-336958452. Acesso em: 26 de setembro de 2025.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PORTARIA MME Nº 859, DE 22 DE AGOSTO DE 2025**. *Diário Oficial da União*. 2025. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-mme-n-859-de-22-de-agosto-de-2025-650491537. Acesso em: 26 de setembro de 2025.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Consulta Pública nº 194 de 22/08/2025 - Portaria de Diretrizes e Sistemática do LRCAP de 2026 - UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs**. Consultas Públicas. 2025b. Disponível em: https://consultas-publicas.mme.gov.br/home. Acesso em: 26 de setembro de 2025.

SAAD, S. **Aspectos da mineralização uranífera em Figueira-PR – Boletim nº 8**. Ministério das Minas e Energia, Comissão Nacional de Energia Nuclear, Diretoria Executiva da Área Mineral, 1974.

SIECESC - SINDICATO DA INDÚSTRIA DE EXTRAÇÃO DE CARVÃO MINERAL EM SANTA CATARINA. **Dados Estatísticos**. 2025. Disponível em: https://carvaomais.com.br/dados-estatisticos/. Acesso em: 10 de março de 2025.

SHUQAIR, S. M. S. **Estudo da contaminação do solo e água subterrânea por elementos tóxicos originados dos rejeitos das minas de carvão de Figueira no Estado do Paraná**. 2002. Tese (Doutorado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear-Materiais) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2002.

MORRONE, N.; DAEMON, R. F. Jazida de Urânio em Figueira – Paraná. In: DNPM – DEPARTAMENTO NACIONAL DE PESQUISA MINERAL. **Principais depósitos minerais do Brasil – Volume I: Recursos minerais energéticos**. Companhia Vale do Rio Doce; Departamento Nacional da Produção Mineral. 1985. Disponível em: http://acervo.cprm.gov.br/rpi_cprm/docreader-NET/DocReader.aspx?bib=PUBLICACOES_DNPM&pesq=Principais%20dep%C3%B3sitos%20minerais%20do%20Brasil%20%E2%80%93%20Volume%20I. Acesso em: 22 de janeiro de 2024.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Geração de Energia**. 2025a. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 10 de setembro de 2025.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **CVU das Usina Térmicas**. 2025b. Disponível em: https://dados.ons.org.br/dataset/cvu-usitermica. Acesso em: 10 de setembro de 2025.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Medida Provisória nº 1.304, de 2025**. Redução dos impactos tarifários para os consumidores de energia elétrica. Autoria: Presidência da República. Ementa: Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em: https://www.congressonacional.leg.br/materias/medidas-provisorias/-/mpv/169547. Acesso em: 03 de novembro de 2025.

SGB - SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Reservas de carvão mineral do Brasil**. 2020.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **What is the efficiency of different types of power plants?** EIA, [s.d.]. Disponível em: https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=107&t=3. Acesso em: 29 jan. 2025.

WEISS, A. L. **Plano de fechamento de mina: Carbonífera do Cambuí Ltda**. – Figueira (PR). 2022. Disponível em: https://sei.anm.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?-tGO5zycwRSK9cy6XXKcZRD6XxE1EUhgo6wz_N3cWpkrPs8QKMhj1B5TWquMQ3Z1QcHjMxvfPA-fArRKgV2AFNxSsYGTo3wwve-3m8epsjjGlNsbbaPSciglJFpyvG8_vV. Acesso em: 19 jan. 2023.


ARAYARA
.org
COP30 AMAZON CLIMATE HUB
MONITOR ENERGIA
OBSERVATÓRIO DO CARVÃO MINERAL
www.arayara.org
contato@arayara.org
@arayaraoficial

ANEXO III - PARECER TÉCNICO - MULTAS E DESCUMPRIMENTO DA LEGISLAÇÃO AMBIENTAL NA USINA TERMELÉTRICA CANDIOTA III

Instituto Internacional ARAYARA
CNPJ: 04.803.949/0001-80
@Arayaraoficial

Escritório Brasília
Av. Rabelo, 26-D
Brasília, DF
CEP: 70804-020
Brasil

Escritório Curitiba
rua Gaspar Carrilho Jr., 01
Curitiba, Paraná
CEP:80810-210
Brasil

Escritório Montevideo
Blvr. Juan Benito Blanco 780,
sala 10 11300 Montevideo,
Dto. de Montevideo
Uruguay

www.arayara.org contato@arayara.org +55 (41) 98445-0000

INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA

PARECER TÉCNICO - MULTAS E DESCUMPRIMENTO DA LEGISLAÇÃO AMBIENTAL NA USINA TERMELÉTRICA CANDIOTA III

Responsáveis Técnicos:

Daniela Barros

Engenheira Ambiental

Urias de Moura Bueno Neto

Engenheiro Ambiental

CURITIBA - 2025

1. BREVE HISTÓRICO DA UTE CANDIOTA III

A Usina Termelétrica (UTE) Candiota III foi planejada inicialmente pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) em meados de 1970. Na década de 1980 a concepção do projeto seria dada por um acordo entre Brasil e França que foi mal sucedido, desta forma os equipamentos ficaram na França e só vieram ao Brasil em 1995 para prosseguimento na construção, a qual teve licenciamento condicionado ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA, 1997, volume I).

A então Fase C só foi finalizada nos anos 2000, depois de esforços do governo brasileiro em realizar um parceria com a China, que começou com um memorando de entendimento, que culminou em um contrato integrado na modalidade EPC (Engineering, Procurement and Construction) (IPEA, 2016).

Houve diversas tentativas de obtenção da licença prévia entre 1995 e 1998, porém esta apenas foi emitida em 1998 (Licença Prévia - LP nº 032/98) com dois anos de validade, com condicionantes importantes, como o descomissionamento da Fase A e monitoramento das emissões atmosféricas da Fase B (Candiota II) (IBAMA, 1997, volume II). A emissão de LI sofreu diversos reveses pelo não atendimento dos ajustes solicitados pelo IBAMA no EIA/RIMA, fazendo com que fosse necessário pedir renovação da LP (IBAMA, 1997, volume III, pg. 83, 159 e 219).

Em 2002 novamente foi requerida a renovação da LP, que após poucos dias de seu deferimento foi solicitada a Licença de Instalação de Candiota III (Fase C) (IBAMA, 1997, volume V, pg. 5), mas a LI de fato somente foi emitida em 2006, sendo a LI nº 396/2006 com validade de 730 dias a partir de 25/09/2006 (IBAMA, 1997, volume XIII, pg. 17). Destaca-se que neste caso a LP venceu em outubro de 2004, mas a LI foi emitida apenas em 2006, após inúmeros ajustes das condicionantes, sendo esses 2 anos entre as duas licenças não citados no processo. O MP-RS realizou este questionamento sobre a RLP (IBAMA, 1997, volume XIII, pg 275), mas não obteve resposta.

A LI teve pedido de renovação solicitado em 2008, em 2010 esta estava vencida e a Usina não estava finalizada (IBAMA, 1997, volume XV, pg. 55; IBAMA, 1997, volume

XIX,pg. 147). Com a LI expirada em outubro de 2010 o corpo técnico do IBAMA foi contrário a emissão da LO, pois as obras ainda não haviam sido concluídas, e a Eletrobras não havia cumprido apresentação e execução de programas ambientais e a quitação da compensação ambiental (IBAMA, 1997, volume XX, p. 46-49).

Antes da emissão da Licença de Operação (LO) foi firmado um termo de compromisso entre o IBAMA e a CGTEE (subsidiária da Eletrobras), que abordou ponto muito relevantes como um o funcionamento das fases A, B e C concomitantemente acarretará na violação dos padrões estabelecidos para emissões atmosféricas, sendo a empresa responsável por apresentar uma proposta em 30 dias, de um sistema de operação que resulte no atendimento aos padrões, sujeitando até embargo de partes de instalação da Fase C (IBAMA, 1997, volume XXI, p. 318).

Mesmo diante das claras evidências nos relatórios de monitoramento de emissões atmosféricas violando os padrões estabelecidos, em 29/12/2010 foi emitida a LO nº 991/2010 para a UTE Candiota III, com validade de 4 anos, contendo 6 condicionantes gerais e 39 condicionantes específicas (IBAMA, 1997, volume XXI p. 327-334b).

2. PROBLEMAS OPERACIONAIS

Desde o início, a Usina tem um desafio significativo, este está relacionado ao **efeito abrasivo das cinzas do carvão brasileiro de baixa qualidade** sobre o equipamento fornecido pela empresa chinesa. Essa interação danosa do combustível com o equipamento resultou em um desempenho de geração inferior ao esperado, levando a paralisações frequentes para manutenção da usina (IPEA, 2016).

Devido às penalidades substanciais estipuladas nos contratos do setor elétrico em caso de não fornecimento da quantidade contratada de energia, esses contratempos têm acarretado prejuízos consideráveis à companhia. A CGTEE questionou esse aspecto e iniciou uma ação judicial contra a empresa chinesa buscando o ressarcimento dos danos causados por esse problema, que não foi previsto durante a fase inicial do projeto (IPEA, 2016).

A Fase C apresentou recorrentemente diversos problemas com o sistema de dessulfurização, principalmente na operação conjunta com a Fase B emitia concentrações de óxidos de enxofre muito acima das concentrações permitidas, mas salienta-se que desde o ínicio de suas operações a UTE emitia acima dos limites da LO, inclusive violando os padrões de qualidade do ar (IBAMA, 1997, Volume XLII, pg. 213; IBAMA, 1997, Volume XL, pg. 385; IBAMA, 1997, Volume XXII, pg. 351-380; CGTEE, 2019).

Tais fatos são reforçados pela própria CGTEE, nos quais a antiga estatal informou ao IBAMA que recorrentes episódios de indisponibilidade que impactaram diretamente sua performance operacional, sendo diversos problemas operacionais como: a furos na caldeira, paradas para manutenção e ajustes operacionais tanto no sistema de dessulfurização de gases de combustão quanto na planta de beneficiamento de carvão a seco (IBAMA, 1997, documento SEI-IBAMA nº 11838637). Problemas com a dessulfurização continuam a acontecer na gestão da Âmbar (IBAMA, 1997, documento SEI-IBAMA nº 22891472).

Diversos fatores, incluindo problemas operacionais da Usina, como visto, contribuem para o grande número de dias sem operação. Tal argumento se concretiza quando observamos que segundo os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2025), desde a entrada em operação até 31 de dezembro de 2024, a UTE Candiota III passou 24,75% do seu tempo sem gerar energia, ou seja 1265 de 5111 dias. Inclusive durante as enchentes que assolaram o Rio Grande do Sul a Usina não operou (ARAYARA.org, 2024).

3. MULTAS

Historicamente o complexo termelétrico de Candiota (Usina Presidente Médici, Fase A; Fase B; Fase C) é autuado pelo IBAMA por cometer infrações ambientais. De 2011 a 2016 foram emitidos no total 13 autos de infração para o complexo, totalizando **R$122.866.300,00** (IBAMA, 2017). De forma geral compreende a poluição ambiental, podendo causar danos às populações, fauna e flora; e descumprimento da legislação e licença ambiental (consultar Apêndice I) . Os valores corrigidos pela IPCA (base 2025) totalizam **R$233.595.384,00** (Apêndice I).

Diante do histórico apresentado de 2011 a 2016, realizou-se atualmente uma busca ao site de consulta de embargos e autos de infração do IBAMA, com o objetivo de encontrar novos autos de infrações no município de Candiota-RS. O Instituto Internacional ARAYARA em sua pesquisa destaca que desde o início do período operativo da Usina Termelétrica (UTE) Candiota III, constatou-se apenas quatro autos de infração, referente aos dois últimos operadores da UTE, além de uma multa em 2017 encontrada no processo de licenciamento (IBAMA, 1997). Estes complementam o relatório do IBAMA (2017). As multas foram aplicadas à CGTEE (2017 a 2024) e à Âmbar Energia (Tabela 1) e estas totalizam **R$1.578.208,00** ou corrigido pelo IPCA **R$1.611.404,65**.

Tabela 1 - Multas aplicadas últimos operadores de Candiota III no município de Candiota-RS

Data da Infração	CNPJ	Valor da Multa (R$)	Nº SEI-IBAMA	Sanções Aplicadas
01/09/2017	02.016.507/0001-69[1]	200.500,00	02001.109645/2017-89	art. 82 Decreto, 6514/2008
06/12/2024	02.016.507/0001-69[1]	500.500,00	02001.040130/2024-86	art. 66, Decreto nº 6514/2008
13/02/2025	01.600.202/0001-37[2]	625.208,00	02001.005764/2025-73	art.66 § único Decreto, 6514/2008
13/02/2025	01.600.202/0001-37[2]	201.500,00	02009.000473/2025-19	art. 82 Decreto, 6514/2008
14/02/2025	01.600.202/0001-37[2]	50.500,00	02001.005765/2025-18	art. 66 § único Decreto, 6514/2008

Notas: 1 - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil; 2 - Âmbar Uruguaiana Energia S.A.

Fonte: Instituto Internacional Arayara, Eng. Urias Neto. Adaptado de IBAMA (2025a).

O Decreto nº 6514/2008 é o ato normativo que regulamenta a Lei Federal nº 9.605/1998, denominada de Lei de Crimes Ambientais, em seu artigo 66 se refere ao indivíduo que causa poluição que resultem ou possam resultar em danos à saúde humana, mortandade da fauna ou danos à flora (Brasil, 1998; Brasil, 2008). Seu parágrafo único trata da atenuação da penalidade em até duas vezes, caso a poluição gerada necessite de medidas emergenciais para evitar danos maiores. Em relação ao artigo 82, verifica-se que este se refere diretamente ao descumprimento das condicionantes estabelecidas nas licenças ambientais.

Contudo, no momento, não é possível obter maiores informações sobre tais processos, visto que três dos quatro processos estão sob sigilo (Tabela 2) e um deles não foi encontrado na base de consulta pública no portal SEI de acesso aos processos do IBAMA. O detalhamento dos autos de infração do complexo estão elencados no Apêndice I.

Tabela 2 - Situação do acesso aos processos elencados na tabela 1

Nº SEI-IBAMA	Sigilo
02001.040130/2024-86	Atividades de investigação ou fiscalização (Art. 23, inc VIII, da Lei nº 12.527/2011
02001.005765/2025-18	Atividades de investigação ou fiscalização (Art. 23, inc VIII, da Lei nº 12.527/2011
02001.005764/2025-73	Atividades de investigação ou fiscalização (Art. 23, inc VIII, da Lei nº 12.527/2011
02009.000473/2025-19	NE

Notas: NE - Processo não encontrado

Fonte: Instituto Internacional Arayara, Eng. Urias Neto

Ainda sob aspecto das multas, vale ressaltar que o fornecedor de carvão da UTE Candiota III, a Companhia Riograndense de Mineração (CRM) com o combustível extraído da Mina Candiota, acumula entre 2018 e 2025, vinte e quatro autos de infração no referido empreendimento totalizando R$ 1.199.584,53, corrigidos pelo IPCA para 2025, tem-se R$1.564.915,15 (Apêndice II).

4. FRAUDES E DESCUMPRIMENTOS NOS RELATÓRIOS

O processo de licenciamento ambiental da UTE Candiota ocorre no âmbito do processo administrativo IBAMA nº 02001.002567/1997-88, sendo atualmente o interessado a empresa ÂMBAR URUGUAIANA ENERGIA S.A, CNPJ nº 01.600.202/0003-07, relativo ao empreendimento "Usina Termo Elétrica Candiota II e III", objeto da Licença de Operação nº 991/2010 - 1ª Renovação (IBAMA, 2016).

Dentro deste processo destaca-se os Pareceres Técnicos, todos desenvolvidos a partir da análise dos **relatórios de monitoramento ambiental do 13º (ano base 2017) ao 18º (ano base 2022)** para o interessado (na época) COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA, em relação ao empreendimento UTE Candiota III (Fase C):

- **Parecer Técnico nº 95/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16196854)

Análise dos relatórios anuais em relação ao biomonitoramento para Fitoplâncton, Perifíton, Zooplâncton, Macrofauna Bentônica (IBAMA, 2023a).

- **Parecer Técnico nº 102/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16283308)

Análise de atendimento da condicionante 2.5.11 da LO 990/2011 em relação a Ictiofauna (IBAMA, 2023b).

- **Parecer Técnico nº 105/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16352219)

Análise de atendimento da condicionante 2.5.11 da LO 990/2011 em relação a flora (IBAMA, 2023c).

- **Parecer Técnico nº 107/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16372084)

Análise de atendimento da condicionante 2.5.11 da LO 990/2011 em relação a avifauna e herpetofauna (IBAMA, 2023d).

- **Parecer Técnico nº 108/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16402820)

Análise de atendimento da condicionante 2.5.11 da LO 990/2011 em relação ao biomonitoramento da flora (IBAMA, 2023e).

- **Parecer Técnico nº 110/2023-Cenef/CGTef/Dilic** (Doc SEI nº 16442021)

Análise de atendimento da condicionante 2.5.11 da LO 990/2011 em relação ao biomonitoramento da atividade pecuária (IBAMA, 2023f).

Em todos os Pareceres Técnicos citados acima, encontra-se na parte da conclusão a seguinte afirmação: ***"Ainda, há que se justificar o fato do 13º e 14º Relatórios serem cópias. Recomenda-se notificar o interessado, para que apresente justificativa"*** (grifo nosso). Assim, os documentos apontam que a empresa reutilizou um relatório anterior como se fosse o relatório do ano seguinte, fato que caracteriza tentativa de induzir o órgão ambiental ao erro, e com isso, obter indevidamente a aprovação do cumprimento de uma condicionante ambiental.

Tal prática configura infração administrativa contra a administração ambiental, conforme disposto no art. 82 do Decreto nº 6.514/2008 que descreve sobre *"Elaborar ou*

apresentar informação, estudo, laudo ou relatório ambiental total ou parcialmente falso, enganoso ou omisso…".

De acordo com o Ofício nº 246/2025/DIFIS-ES/SUPES-ES (Processo nº 02009.000473/2025-19) (IBAMA, 2025b), **o Auto de Infração nº NYYFEVP2, lavrado pelo IBAMA em 13/02/2025 no valor de R$201.500,00 em face da Âmbar Uruguaiana Energia S.A. (citado na Tabela 1)**, está relacionado à: *"suposta apresentação de relatório ambiental enganoso no licenciamento ambiental da "Usina Termoelétrica Candiota II e III" – Licença de Operação nº 991/2010 – 1ª Renovação. O 14º Relatório Ambiental (ano base 2018) relativo ao atendimento a Condicionante nº 2.5.11.1 da Licença de Operação nº 991/2010 – 1ª Renovação e cópia do 13º Relatório Ambiental (ano base 2017)."*

Entretanto em Defesa Prévia apresentada no mesmo Ofício citado anteriormente, a Âmbar conclui que:

> *"(i) o Auto de Infração apresenta vício insanável, vez que ÂMBAR é parte completamente ilegítima para figurar no polo passivo e, nos termos do art. 98, inciso I e art. 100 do Decreto nº 6.514/2008, deverá ser declarado nulo; (ii) a responsabilidade administrativa ambiental é subjetiva, de modo que não poderá a ÂMBAR responder por suposta infração praticada por terceiro e ocorrida antes desta ter de fato adquirido a Usina; e (iii) o Auto de Infração está prescrito, nos termos do art. 21 do Decreto 6.514/2008, vez que trata de fatos geradores com ano base 2017/2018 e foi lavrado somente em 2025"* (IBAMA, 2025b).

Ademais, também foram pontuados outros não atendimentos que se estendem para todos os 6 Pareceres Técnicos citados anteriormente, sendo:

- Considerando o Termo de Referência, emitido no bojo da NOT. TEC. 02001.000157/2017-15 COEND/IBAMA, **não foi avaliado se** *"[...] foi possível identificar a partir do indicador monitorado, ocorrência de impactos ambientais causados pela usina. Em caso de impactos ambientais cumulativos ou sinérgicos,*

evidenciar a contribuição da usina na geração do impacto." Com exceção do Parecer Técnico nº 110/2023-Cenef/CGTef/Dilic, que atendeu essa demanda;

- **Não foram entregues os dados brutos**, em desacordo com o Termo de Referência *("Todos os dados brutos também deverão ser entregues em tabelas no formato digital de excel e libreoffice.", NT supracitada, item 2. Conteúdo; 5. Dados Brutos);*
- Com exceção do objeto tratado no Parecer Técnico nº 110/2023-Cenef/CGTef/Dilic, em todos os outros foram identificados o descumprimento da condicionante 2.5.11.1 da LO 990/2011 que trata sobre *"Apresentar os relatórios de monitoramento conforme Termo de Referência (TR) emitido pelo IBAMA. Na ausência de TR ou orientação, o relatório deverá ser encaminhado no formato anualmente aceito"*;
- Não há informações sobre produção científica no interim, como solicitado na condicionante 2.5.11.3 da LO 990/2011.

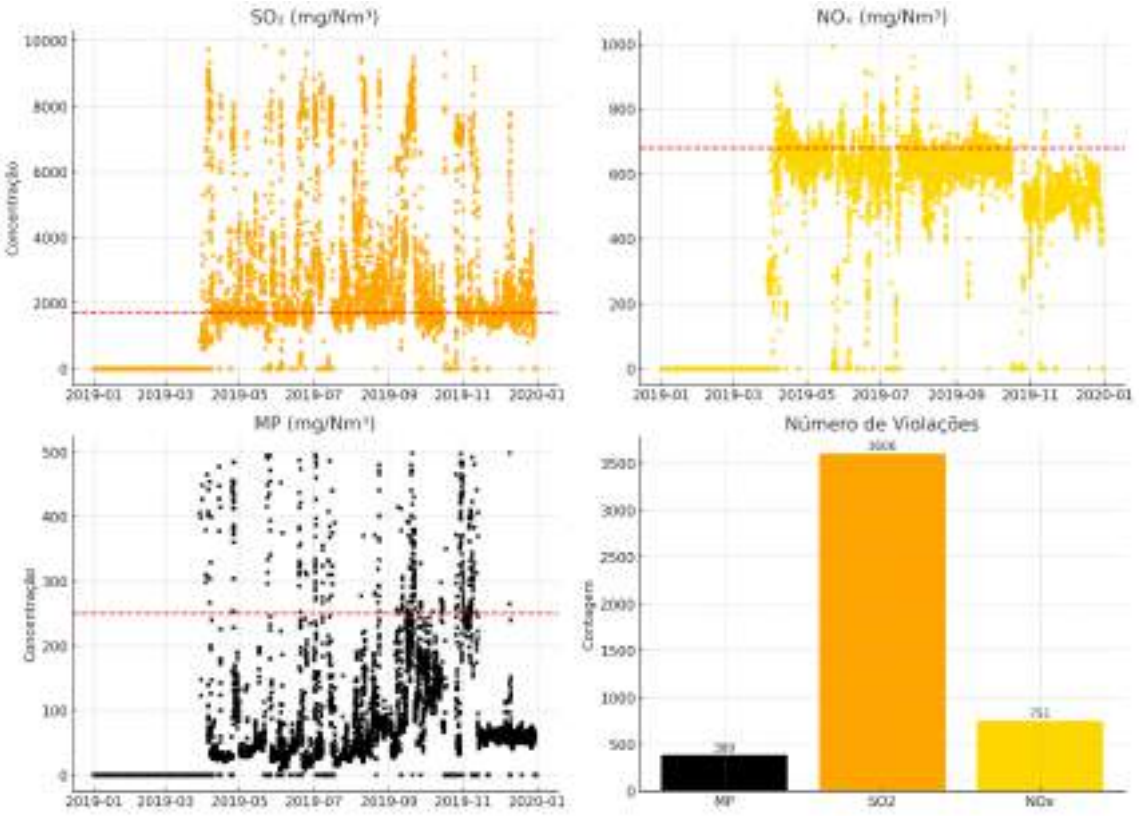
5. EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

Através da análise dos documentos contidos no processo administrativo IBAMA nº 02001.002567/1997-88 (IBAMA, 1997), constatou-se que a UTE Candiota III desde sua concepção apresentou sérios problemas relacionados às emissões atmosféricas principalmente na operação conjunta com a Fase B emitia concentrações de óxidos de enxofre muito acima das concentrações permitidas, mas salienta-se que desde o ínicio de suas operações a UTE emitia acima dos limites da LO, inclusive violando de os padrões de qualidade do ar (IBAMA, 1997, Volume XLII, pg. 213; IBAMA, 1997, Volume XL, pg. 385; IBAMA, 1997, Volume XXII, pg. 351-380; CGTEE, 2019). Os detalhes sobre as emissões estão no Apêndice III.

Com os dados disponíveis no 15º e no 17 º Relatório do Monitoramento Ambiental da UTE Candiota III, foi possível verificar as violações dos padrões de emissão estabelecidos na Licença de Operação (LO) nº 991/2010 1ª Renovação (IBAMA, 2016). Constatou-se que houveram 4746 violações da condicionante 2.5.10 da referida LO no ano de 2019 (Gráfico 1), sendo 76% referente ao dióxido de enxofre (SO_2); 16% das violações foram para óxidos de

nitrogênio (NO_X); 8% das violações foram para Material Particulado (MP). Nesse ano, inclusive, houveram diversas violações dos padrões da qualidade do ar (CGTEE, 2019).

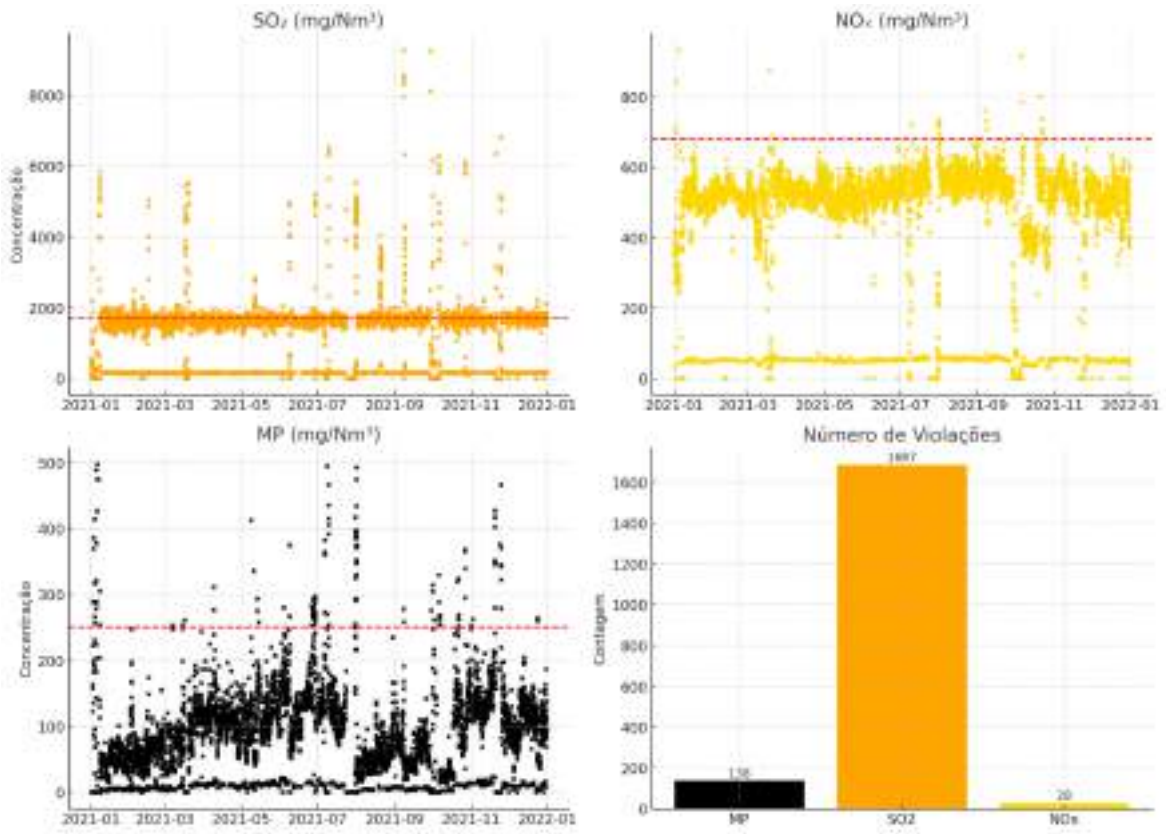
Gráfico 1 - Emissões horárias de Candiota III em 2019



Fonte: Elaborado a partir dos dados do 15º Relatório de Monitoramento, Eng. Urias Neto

Para 2021 (Gráfico 2) as emissões foram consideravelmente reduzidas em comparação a 2019, porém houveram milhares de violações da condicionante 2.5.10, precisamente foram 1853 violações, sendo SO_2 representando de forma majoritária as violações (91%); seguido por MP (7%) e NO_X (2%).

Gráfico 2 - Emissões horárias de Candiota III em 2021



Fonte: Elaborado a partir dos dados do 17º Relatório de Monitoramento, Eng. Urias Neto

As concentrações máximas de SO_2 e MP para ambos os anos chegaram a ser mais de cinco vezes (equivalente a 400% acima do limite) superior ao limite estabelecido na LO, enquanto NO_X na faixa de 30% a 40% superior ao limite. Constatou-se que nos eventos de extrapolação do limite legal, a média destes foi significativamente superior ao padrão estabelecido na licença, principalmente para SO_2 (Tabela 3).

Tabela 3 - Média das concentrações para as emissões acima dos limites da LO

Poluente	Média das concentrações acima do padrão (2019)	Média das concentrações acima do padrão (2021)
SO_2	2000,85 mg/Nm³	350,10 mg/Nm³
NO_X	43,30 mg/Nm³	63,80 mg/Nm³
MP	95,79 mg/Nm³	72,21 mg/Nm³

Fonte: Instituto Internacional Arayara, Eng. Ambiental - Urias Neto

Salienta-se que o monitoramento em tempo real é feito pelo operador da UTE e deveria ser enviado em tempo real ao IBAMA via Sistema de Informações Ambientais (SIA), no qual está contido o banco de dados de emissões atmosféricas do empreendimento, qualidade do ar e dados meteorológicos. Contudo, o SIA não se encontra em consulta pública e o IBAMA afirma não ter acesso ao SIA conforme apresentado por (IBAMA, 2023g; trecho sobre a Condicionante 2.5.10.7).

Entretanto, até o último relatório (20º Relatório de Acompanhamento de Condicionantes Licença de Operação N° 991/2010 – 1ª Renovação, doc. SEI IBAMA nº 18235277) apresentado em março de 2025 pela Âmbar (2025, pg. 2), ainda é citado que o monitoramento está sendo enviado via SIA, podendo ter revertido a falta de acesso ao órgão.

Ressalta-se que de acordo com o documento SEI IBAMA nº 21675553, a Âmbar declarou que o sistema de monitoramento está inativo desde janeiro de 2025, que impede o registro da qualidade do ar sem que a UTE esteja operando, excluindo a possibilidade de uma análise comparativa.

É importante ressaltar que a emissão descontrolada desses poluentes citados podem ter sérias implicações na saúde da população. De acordo com Manisalids *et al.* (2020), os poluentes apresentados geram implicações negativas no corpo humano, acarretando **principalmente doenças respiratórias e cardiovasculares.**

Outros impactos socioambientais e características da UTE Candiota III e da mineração de carvão no estado do Rio Grande do Sul, também são apresentados pelo Instituto Internacional ARAYARA no Monitor do Carvão (ARAYARA.org, 2024a) e no estudo

denominado “UTE Candiota 2050” (ARAYARA, 2024b), onde trata-se do futuro insustentável da produção de energia elétrica a partir do carvão mineral subsidiado.

REFERÊNCIAS

ÂMBAR. **VIGÉSIMO RELATÓRIO AMBIENTAL UTE CANDIOTA III FASE C - ANEXO V – RELATÓRIO DO PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS (CONDICIONANTE 2.5.10) 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2024**. 2025.

ARAYARA.org - INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA. **Monitor do Carvão Mineral.** 2024a. Disponível em: <https://monitordocarvao.org/>. Acesso em: 04 de junho de 2025.

ARAYARA.org - INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA. **UTE Candiota 250: O Futuro Insustentável da Produção de Energia Elétrica a Partir do Carvão Mineral Subsidiado.** 2024b. Disponível em: <https://www.4shared.com/web/preview/pdf/U_ilsr25ku>. Acesso em: 04 de junho de 2025.

BRASIL. Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998. **Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências**. 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9605.htm>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

BRASIL. Decreto Nº 6.514, de 22 de Julho de 2008. **Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências**. Diário Oficial da União. 2008. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6514.htm>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

CGTEE - GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA. **CE D0-0015/2019 - Licença de Operação nº 991/2010 - 1ª Renovação UTE Candiota III Fase C - Qualidade do Ar**. 2019. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=7349360&infra_hash=94eccecb845d31041c5a05f6f6e1a10f>. Acesso em: 03 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Licença de Operação nº 991/2010 - 1ª Renovação**. 2016. Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empreendimentos.php>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS.**Processo no 02001.002567/1997-88**. 1997. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_pesquisar.php?acao_externa=protocolo_pesquisar&acao._origem_externa=protocolo_pesquisar&id_orgao_acesso_externo=0>. Acesso em: 02 de junho de 2024.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Despacho nº 02001.004682/2017-00 COEND/IBAMA**. 2017. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1769322&id_documento=129730&infra_hash=2d3b81252be81c51c8df1b4cbf932136>. Acesso em: 03 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 95/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023a. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=17867763&infra_hash=fad51ddda0ede3b8874d98426162f8a3>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 102/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023b. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=17958916&infra_hash=4545adfc8bf94a5740b04b5f814960ce>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 105/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023c. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=18031385&infra_hash=2a694da4458eab528e55e9319c29b69a>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 107/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023d.

Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=18052366&infra_hash=b0bebab7099e80a65bef01360cc49ebd>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 108/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023e. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=18084870&infra_hash=f3b562efb8460a1b342716dd82d92594>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 110/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023f. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=18126275&infra_hash=6dd26405da94feae359ff29acbb697ac>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Parecer Técnico nº 128/2023-Cenef/CGTef/Dilic.** 2023g. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1345198&id_documento=18472046&infra_hash=ab00a8a0e8ae7bc1d6f26b5985dd4418>. Acesso em: 03 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Consulta de Autuações Ambientais e Embargos.** 2025a. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/ctf/publico/areasembargadas/>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

IBAMA - INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Ofício nº 246/2025/DIFIS-ES/SUPES-ES.** 2025b. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1862014&id_documento=25013427&infra_hash=ebbde9c070015d3857a8759aa25adc2c>. Acesso em: 04 de junho de 2025.

IPEA - INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Condicionantes institucionais à execução do investimento em infraestrutura: achados e recomendações**. Brasília: Ipea, 2016. Disponível em: <https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/relatoriopesquisa/161212_relatorio_pesquisa_cond_inst_exec_invest_infra_achados_recomendacoes.pdf>. Acesso em: 20 de novembro de 2024.

MANISALIDS, I.; STAVROPOULOU, E.; STAVROPOULOS, A.; BEZIRTZOGLOU, E. Environmental and health impacts of air pollution: a review. **Frontiers in public health**, v. 8, p. 14, 2020.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Geração de energia**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 02 de junho de 2025.

APÊNDICES

APÊNDICE I - LISTA DE MULTAS APLICADAS AO COMPLEXO CANDIOTA

APÊNDICE II - LISTA DE MULTAS APLICADAS À FORNECEDORA DO CARVÃO MINERAL

APÊNDICE III - PARECER TÉCNICO - UTE CANDIOTA III: AVALIAÇÃO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DO CUMPRIMENTO DAS CONDICIONANTES DA LICENÇA DE OPERAÇÃO

ANEXO IV - NOTÍCIAS PERTINENTES SOBRE CANDIOTA III

https://agenciabrasil.ebc.com.br/meio-ambiente/noticia/2025-11/organizacoes-criticam-extensao-de-subsidios-usinas-de-carvao-mineral

https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2025/10/mp-que-beneficia-usina-a-carvao-da-jf-avanca-no-congresso.shtml

https://oglobo.globo.com/blogs/miriam-leitao/post/2025/11/subsidio-ao-carvao-pode-custar-ate-r-107-bilhoes-aos-brasileiros-ate-2040.ghtml

https://cenarioenergia.com.br/2025/10/31/seguranca-de-suprimento-vs-sustentabilidade-mp-1304-assegura-prorrogacao-de-usinas-a-carvao-criando-tensao-com-a-transicao-energetica/#google_vignette

https://www.abegas.org.br/arquivos/97850

https://arayara.org/nota-de-distrato-sobre-subsidios-a-termeletricas-a-carvao-na-mp-no-1-304-2025/

https://www.estadao.com.br/economia/braga-inclui-jabutis-termeletricas-gas-carvao-mp-setor-eletrico/?srsltid=AfmBOoqh1YvgOzP8yB_gDMqir97pwxSVuY1ElNXqSl3dMarVciKrNU4Q

https://climainfo.org.br/2025/11/25/governo-mantem-beneficio-a-usinas-a-carvao-em-mp-do-setor-eletrico/

https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2025/10/7282584-mp-do-setor-eletrico-e-aprovada-com-jabuti.html

https://iclnoticias.com.br/governo-mp-setor-eletrico-carvao-e-termicas/

https://www.cnnbrasil.com.br/economia/cnn-money/antes-da-cop30-comissao-aprova-mp-que-prorroga-termicas-a-carvao-ate-2040/

https://revistacenarium.com.br/contramao-dos-esforcos-diz-marina-sobre-mp-relatada-por-braga-que-taxa-energia-renovavel/

https://gazetadaamazonia.com.br/30/10/2025/mp-1304-reforma-setor-eletrico/

https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2025/11/7300394-mp-do-setor-eletrico-e-sancionada-com-jabuti-do-carvao.html

https://oglobo.globo.com/economia/noticia/2025/10/28/relatorio-de-mp-do-setor-eletrico-resgata-beneficios-para-usinas-a-gas-e-carvao-que-impactam-a-conta-de-luz.ghtml

https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/movimento-que-representa-industria-pede-veto-a-sete-trechos-da-mp-1-304-veja-o-radar-energia-xp-novembro/

https://eixos.com.br/newsletters/comece-seu-dia/governo-sanciona-carvao-blinda-petroleiras-e-veta-r-6-bi-em-compensacao-a-renovaveis/

https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/ministerio-do-meio-ambiente-pede-veto-a-prorrogacao-das-termicas-a-carvao/

https://www.jota.info/opiniao-e-analise/artigos/subsidios-ao-carvao-um-contrassenso-estrategico-para-o-brasil-que-quer-liderar-a-energia-limpa

https://veja.abril.com.br/economia/lula-tem-nas-maos-mp-que-pode-jogar-por-terra-transicao-energetica/

https://www.estadao.com.br/economia/custo-de-mp-do-setor-eletrico-para-a-conta-de-luz-equivale-a-metade-da-economia-com-isencao-do-ir/?srsltid=AfmBOoqejWw7H1BwZSA1VyBkPQNTgjM7WkLLRD1Xc_y_ls3FNKkmZj1-

https://eixos.com.br/politica/sem-termicas-a-gas-e-com-carvao-comissao-aprova-relatorio-da-mp-1304-texto-vai-a-camara/

https://istoedinheiro.com.br/braga-inclui-jabutis-de-termeletricas-a-gas-natural-e-a-carvao-em-mp-para-o-setor-eletrico

https://revistacenarium.com.br/em-votacao-relampago-congresso-aprova-novo-encargo-em-conta-de-energia-eletrica/

https://oglobo.globo.com/blogs/miriam-leitao/post/2025/11/sancao-a-usinas-a-carvao-aprofunda-conflito-entre-discurso-climatico-e-pratica-energetica-brasileira.ghtml

https://arayara.org/artigo-de-opiniao-mais-uma-medida-provisoria-que-ameaca-a-sustentabilidade-do-setor-eletrico-brasileiro/

https://oeco.org.br/reportagens/brasil-escolhe-trilhar-o-mapa-do-caminho-do-carvao-mineral/

https://www.dw.com/pt-br/como-o-lobby-do-carv%C3%A3o-freia-a-transi%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica-no-brasil/a-75204152

https://www.correiodopovo.com.br/especial/energia-a-carvao-ganha-sobrevida-ate-2040-1.1693213

https://diplomatique.org.br/carvao-o-rastro-bilionario-de-um-setor-que-resiste-a-transicao-energetica/

https://economia.uol.com.br/colunas/camila-maia/2025/11/25/na-nova-lei-do-setor-eletrico-cada-lobby-garantiu-seu-pedaco.htm

https://observatoriodamineracao.com.br/subsidios-bilionarios-mantidos-pelo-lobby-do-carvao-mineral-sao-questionados-em-audiencia-publica

https://arayara.org/arayara-na-midia-arayara-pede-a-lula-veto-a-projeto-pro-carvao/

https://g1.globo.com/pa/para/noticia/2025/11/19/instituto-entrega-pedido-de-veto-ao-aumento-do-subsidio-publico-a-industria-do-carvao.ghtml

https://www.broadcast.com.br/ultimas-noticias/movimento-que-reune-entidades-ligadas-a-industria-pede-veto-a-trechos-da-mp-1-304/

https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2025/11/7287286-abrace-envia-ao-governo-sugestao-de-seis-vetos-na-mp-do-setor-eletrico.html

https://revistaoeste.com/revista/edicao-294/na-vespera-da-cop30-governo-lula-beneficia-usina-a-carvao-dos-irmaos-batista/

https://arayara.org/governo-contradiz-compromissos-climaticos-e-tenta-ressuscitar-utes-carvao-as-vesperas-da-cop30/

https://arayara.org/nota-de-distrato-sobre-subsidios-a-termeletricas-a-carvao-na-mp-no-1-304-2025/

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Paulista - Conselho de Consumidores da CPFL Paulista

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	
NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE	
PROCESSO Nº 48340.000195/2026-19	
INTERESSADO: **J&F** INVESTIMENTOS S/A	
1. ASSUNTO	
1.1. Abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios acerca de minuta de Contrato de Energia de Reserva (SEI nº 1175412) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025.	A Lei 15.269/2025 trata da conversão da MP 1304 que limitou o uso futuro de subsídios para energia incentivadas no mercado de BT (Baixa Tesão), contudo mantem os subsídios para o carvão nacional que trata-se de energia mais cara e desnecessária, função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de marcado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).
2. REFERÊNCIAS	
2.1. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;	
2.2. Carta nº 002/2026/J&F, de 13 de janeiro de 2026 (SEI nº 1174480);	
2.3. Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875);	
2.4. E-mail à CCEE e resposta - dados Candiota III (SEI nº 1175113 e SEI nº 1175370);	
3. SUMÁRIO EXECUTIVO	
3.1. O MME analisou o enquadramento da **UTE Candiota III** no contexto do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Como resultado, elaborou **minuta de Contrato de Energia de Reserva - CER** e a recomenda para Consulta Pública, com vistas à transparência e ao recolhimento de subsídios.	
4. INTRODUÇÃO	
4.1. O **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estabeleceu a **contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional** alcançadas pelos incisos I e II do seu caput. Nesse contexto, a J&F S.A., detentora da outorga da UTE Candiota III, solicitou, por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), a aplicação do referido art. 3º-D, a fim de que se firme a contratação da usina nos termos legais.	
4.2. Adicionalmente, apresentou dados sobre os **contratos em vigência e sobre valores contratuais**, por meio da Carta J&F nº 012/2026, de 11 de fevereiro de 2026 (SEI nº 1188875).	
4.3. Assim, com o intuito de avaliar esse pleito, no contexto do atendimento às condicionantes e às possibilidades legais, desenvolveram-se as análises que constam da presente Nota Técnica. Esse processo culminou na redação de uma **minuta de CER para a UTE Candiota III.**	
4.4. A fim de dar maior robustez a tais análises, conferir transparência ao processo e proporcionar a participação social, entende-se como pertinente a abertura de **Consulta Pública** para a **submissão dessa minuta de CER** e desta Nota Técnica ao crivo da sociedade. Busca-se, com isso, o recebimento de considerações e de contribuições que colaborem para a construção do melhor encaminhamento possível.	
5. ANÁLISE	
5.1. A J&F S.A., por meio da Carta nº 002/2026/J&F (SEI nº 1174480), solicitou a **contratação da UTE Candiota III**, da qual é titular da outorga. Para tal, apoiou-se nos termos do **art. 3º-D da Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, cuja redação se deu pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Esse dispositivo determinou a contratação de usinas termelétricas a carvão mineral nacional que se enquadrassem nas hipóteses trazidas pelo referido dispositivo legal.	
5.2. Esta Nota Técnica analisa os encaminhamentos compatíveis com os comandos da Lei nº 15.269/2025, notadamente nos termos que apresentou ao art. 3º-D da Lei nº 10.848 de 2004.	
DO ALCANCE DO ART.3º-D DA LEI Nº 10.848/2004 (Redação dada pela Lei nº 15.269/2025)	
5.3. A **Lei nº 15.269**, de 24 de novembro de 2025, incluiu o **art. 3º-D na Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004, com a seguinte redação:	
Art. 3º-D. *A contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º deverá contemplar:*	
I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do ***montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado nos* ***contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;***	
II - as termelétricas a carvão mineral nacional que possuem ***Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022*** *e com previsão de término de* ***CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.***	
§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II docaput deste artigo:	
I - terá seu ***termo final em 31 de dezembro de 2040;***	
II - terá início a partir da assinatura do termo contratual;	
III - terá ***inflexibilidade contratual anualizada*** *a, em* ***valor que possibilite a quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional*** *vigente nos contratos de fornecimento vigentes* ***em 31 de dezembro 2022****, de modo a:*	
a) ***manter o consumo do montante mínimo anual de compra de carvão mineral nacional*** *estipulado para as usinas termelétricas de que trata o inciso I do caput deste artigo; e*	
b) ***manter o consumo de carvão mineral dos atuais contratos*** *de que trata o inciso II do caput deste artigo;*	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
a) ***receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,*** *que terá o valor unitário, em real por* ***megawatt-hora (R$/MWh)*** *, equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do Leilão de Energia Nova A-6/2019, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) ***receita fixa vinculada aos demais itens*** *, que seja contratualmente a diferença entre a* ***receita fixa total contratual*** *e a* ***receita fixa vinculada ao custo de combustível*** *, e que terá valor igual à:*	
1. ***receita fixa*** *vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
2. média das ***receitas fixas vinculadas aos demais itens*** *, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
c) ***receita variável*** *, que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do Leilão* ***A-6/2019*** *, com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação.*	
§ 2º As usinas contratadas na forma do inciso I do caput deste artigo deixarão de fazer jus ao ***reembolso de que trata o inciso V do caput do art. 13 da Lei nº 10.438*** *, de 26 de abril de 2002.*	
§ 3º O Poder Executivo poderá:	
I - estabelecer ***requisitos de controle,*** *capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia como condição à contratação de que trata este artigo;*	
II - exigir que as usinas possuam a ***capacidade de armazenar*** *, no máximo,* ***5% (cinco por cento) da inflexibilidade diária média*** *da usina.*	
§ 4º Os empreendimentos de geração alcançados por este artigo ***que não observarem os requisitos de que trata o § 3º*** *deverá* ***o custear a contratação de reserva de capacidade*** *de que tratam os arts. 3º e 3º-A desta Lei, na proporção da energia elétrica gerada, conforme regulamento da Aneel.*	
§ 5º A ***União prorrogará por 25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*	
5.4. Na Lei da **Lei nº 10.848/2004**, o art. 3º citado no caput do art. 3º-D aponta os seguintes termos:	
Art. 3º *O poder concedente homologará a* ***quantidade de energia elétrica*** *ou de reserva de capacidade, na forma de* ***potência*** *ou de* ***flexibilidade*** *, a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 15.269, de 2025)*	
§ 1º Para os fins deste artigo, os ***concessionários*** *e os autorizados de geração, as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição, os comercializadores e os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão informar ao Poder Concedent* ***e a quantidade de energia necessária para atendimento a seu mercado ou sua carga.***	
§ 2º No edital de licitação para ***novos empreendimentos*** *de geração elétrica, poderá constar* ***porcentual mínimo*** *de energia elétrica a ser destinada ao* ***mercado regulado*** *, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.*	
§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá ***definir reserva de capacidade de geração a ser contratada*** *. (grifo não consta do original)*	
5.5. Os dispositivos legais que se estabelecem a partir dos incisos I e II do caput do **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** alcançam as termelétricas a carvão mineral nacional que:	
a) tinham seus **custos de combustível cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022 (de acordo com o inciso I); ou	
b) possuíam **Contratos com distribuidoras** de energia elétrica vigentes em 31 de dezembro de 2022, desde que a previsão de término de seus CCEARs não ultrapassasse a data de 31 de dezembro de 2028 (de acordo com o inciso II).	
5.6. Assim, entende-se que a **UTE Candiota III** insere-se no bojo do **art. 3º D da Lei nº 10.848/2004**.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Paulista - Conselho de Consumidores da CPFL Paulista

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
5.7. O art. 3º da da Lei nº 10.848/2004 permite a contratação de **"reserva de capacidade de geração"**, o que envolve, de acordo com os marcos legais em vigência, contratos como Contrato de Potência de Reserva de Capacidade - **CRCAP** e Contrato de Energia de Reserva - **CER**. Tais contratos se formalizam entre geradores, na condição de vendedores, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de representante dos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabelece as regras para esses contratos, para que, entre outros objetivos, garanta-se adequadamente o suprimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A cobertura dos custos desses contratos ocorre via encargos como o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade - **ERCAP** ou como o Encargo de Energia de Reserva - **EER**. O gerenciamento desses encargos encontra-se sob a tutela da CCEE em contas específicas, quais sejam a Conta de Contratação de Capacidade - **CONCAP** e a Conta de Contratação de Energia de Reserva - **CONER.**	O COCEN CPFL PAULISTA ressalta que a mudança significativa na matriz foi criada com a outorga pela Aneel de 124,37 GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 52,86 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 391,47 GW em todas as fontes, incluindo 44 GW de MMGD, sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (27/1/2026), no SIN 99,56 GW de UFV e 16,66 GW de EOL em um total de 118,02 GW. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN, considerando-se que tudo o que foi outorgado será implantado, e estão sendo construídas, em sua grande maioria, para atendimento ao mercado livre - ACL, impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo - ACR. Soma-se a tudo isso 44 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Os contratos provenientes dos leilões de Reserva sejam de Energia (LRCE) ou de Potência (LRCAP), não pode ser alocado ao ACR mas sim ao ACL, altamente concentrado nas fontes solar e eólica e que de fato provocam essa necessidade. Nas tabelas abaixo são apresentados os valores outorgados e fiscalizados pela ANEEL bem como os volumes contratados no ACR da CPFL PAULISTA com a data da última contratação extraídos da Planilha SPARTA: em MW / UFV / EOL Outorgadas 124,37 52,86 Fiscalizadas 20,15 34,75 Construção 4,66 1,36 Não Iniciada 99,56 16,66 Processos Tarifários: Empresa CPFL Paulista; Data 08/04/2025; Processo Reajuste Contratos Energia por Disponibilidade: UFV MWh 7.991; Valor 1.592.912; Data 01/09/2021; EOL MWh 821.650; Valor R$ 163.628.224; Data 01/08/2018
5.8. Desse modo, pelas características das usinas termelétricas a que se refere o art. 3º-D da Lei 10.848/2004, cuja **fonte primária de energia constitui-se de carvão mineral**, e pela interpretação das novas redações que a Lei 15.269/2025 impôs à Lei 10.848/2004, tem-se como alternativa viável para a **UTE Candiota III** a contratação na modalidade de energia de reserva, com a contratação por meio de um CER.	
5.9. Como o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** institui a contratação de termelétricas a carvão mineral que cumpram as **condicionantes expressas nos incisos I e II do seu caput**, de acordo com o que já se apresentou nesta Nota Técnica, depreende-se **não haver possibilidade de competição entre as UTEs interessadas nessa contratação**. Nesse sentido, basta haver o cumprimento dos requisitos para que cada UTE possa ser contratada conforme as condições designadas.	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
5.10. As condições de contratação que o **art. 3º-D da Lei 10.848/2004** estabelece constituem-se dos seguintes parâmetros, com suas respectivas definições ou formas de cálculo: **vigência contratual**; **inflexibilidade**; receita de venda composta de **receita fixa total**, com itens vinculados ao **custo de combustível** e aos demais, além de receita variável; e definição de regras de reajustes contratuais. Desse modo, além de **não haver possibilidade de competição**, entende-se que o prazo contratual e a metodologia de **cálculo do preço e reajustes estão também definidos pelo art.3º-D da Lei 10.848/2004.**	Contratar sem leilão é um total contrassenso não é eficiente, nem transparente, para valores de contratação que já estão muito acima das médias das demais contratações de energia das distribuidoras. O comando legal impõe a contratação do carvão nacional. Não haveria um outro operador, mais eficiente para gerenciar a Termoelétrica de Candiota III?
6. PARÂMETROS CONTRATUAIS	
DO PRAZO CONTRATUAL	
6.1. O art. 3º-D da **Lei 10.848**/2004 estabelece, em seu § 1º, que a contratação das termelétricas a carvão mineral nacional terá início a partir da assinatura do contrato e **término em 31 de dezembro de 2040.**	
DO MONTANTE CONTRATUAL	
6.2. De acordo com a alínea b, do inciso III, do § 1º, do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004, a inflexibilidade de geração da Usina Termelétrica Candiota III é anualizada em valor que possibilite o consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional dos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro 2022, de modo a manter o **consumo de carvão mineral dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.3. Seguindo a literalidade do inciso III e de sua alínea b, entende-se que o cálculo da **inflexibilidade de Candiota III** deve atender ao consumo mínimo anual estipulado nos contratos de fornecimento de carvão mineral nacional e, ao mesmo tempo, à manutenção do consumo do carvão resultante do atendimento aos CCEARs, ambos **vigentes em 31 de dezembro de 2022.**	
6.4. A forma de atender tanto ao consumo mínimo anual do contrato de fornecimento de carvão mineral quanto à manutenção do consumo de carvão resultante dos CCEARs de Candiota III é adotar, como **inflexibilidade anualizada**, o valor que corresponda ao **maior montante de consumo anual de carvão** entre aquele estabelecido pelo contrato de fornecimento e aquele resultante do atendimento dos **CCEARs.**	
6.5. De acordo com informações da CCEE (SEI nº 1175370), o contrato de fornecimento que estava vigente com a usina Candiota III, em 31 de dezembro de 2022, previa a compra mínima de carvão mineral de **1.200.000 ton/ano**. Ao se considerar um consumo de **0,965437454 ton/MWh**, também com dados oriundos da CCEE (SEI nº 1175370), de acordo com o que se apurou no período entre janeiro de 2022 e novembro de 2025, verifica-se que a compra desse montante mínimo exigiria uma inflexibilidade anual de **132,25 MWmédios**.	
6.6. Por outro lado, na mesma data, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - **CCCEARs vigentes para a UTE Candiota III** totalizavam uma inflexibilidade anual de **181,669 MWmédios**. De modo a cumprir o comando legal, considera-se a adoção do que os CCEARs desenham, conforme **alínea b, do inciso III, § 1º, do do art.3º-D da Lei 10.848/2004**. Como resultado, **propõe-se a adoção de 181,669 MWmédios para a inflexibilidade do novo contrato.**	
6.7. Com base nisso, chega-se ao valor de **181,669 MWmédios** de inflexibilidade contratual anualizada e energia contratada **a se adotar no CER da Usina Candiota III.**	Seria importante que a NT do MME analisasse a real necessidade de contratação dessa energia inflexível, já que existe sobra de energia no Brasil obrigando a corte de energia mais barata, ao conhecidos "Curtailment".
DO PREÇO DE VENDA	
6.8. O inciso IV do art.3º-D da **Lei 10.848**/2004 aponta a forma de cálculo da receita do empreendimento ou seu preço de venda, o qual se divide nas parcelas: Receita Fixa vinculada ao custo de combustível (RFcomb); Receita Fixa vinculada aos Demais itens (RFdemais); e Receita variável, conforme transcrição a seguir:	
IV - terá a receita ou o preço de venda compostos dos seguintes itens:	
*a) **receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual,** que terá o valor unitário, em real por megawatt-hora (R$/MWh), equivalente ao custo variável unitário (CVU) teto para geração a carvão mineral do **Leilão de Energia Nova A-6/2019,** com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação;*	
b) receita fixa vinculada aos demais itens, que seja contratualmente a diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, e que terá valor igual à:	
*1. **receita fixa** vinculada aos demais itens dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2022, mantidas as regras de reajuste contratuais, para as termelétricas alcançadas pelo inciso II do caput deste artigo; e*	
*2. **média das receitas fixas vinculadas aos demais iten** s, devidamente recontratadas, nos termos do inciso II do caput, e a ponderação da respectiva garantia física comprometida na recontratação, para as termelétricas alcançadas pelo inciso I do caput deste artigo; e*	
*c) **receita variável** , que terá o valor unitário, em R$/MWh, equivalente ao CVU teto para geração a carvão mineral do **Leilão A-6/2019** , com atualização desse valor até a data de contratação pelo mesmo critério de correção do referido leilão, aplicada a mesma regra de reajuste durante o período de contratação. A Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade contratual*	
6.9. Na seção anterior, definiu-se que a inflexibilidade que lastreia o compromisso contratual do novo CER é **181,669 MWmédios**, o que equivale a **1.591.420 MWh** em anos ordinários.	
6.10. Conforme dispõe a alínea "a)" que se transcreve acima, a " receita fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual" (**RFcomb**) terá o seu valor unitário "equivalente ao custo variável unitário (**CVU**) teto " do Leilão de Energia Nova A-6/2019, **LEN A6/2019**, conforme art. 3º-D, §1º, IV, 'a', da Lei 10.848/2004. Adicionalmente, a mesma lei estabeleceu que a "receita variável" deverá ter o valor unitário correspondente ao referido CVU, no seu art. 3º-D, §1º, IV, 'c'.	
6.11. A Portaria MME nº 222/2019, que definiu as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-6/2019, fixou o **CVU teto** para o carvão mineral em **R$ 300/MWh**, na data-base de abril de 2019 (IPCA abr/19: 5206,98). Ao se atualizar esse valor para 31 de dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de **R$ 373,00/MWh**. Como consequência, a conjugação desse valor com a inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios (1.591.420 MWh) leva a uma RFcomb de **R$ 593.606.994,25/ano**, na data-base de **dez/2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 427,94/MWh, totalizando R$ 681 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10, 21 bilhões.
6.12. Cabe registrar que os CCEARs da UTE Candiota III vigentes em 31 de dezembro de 2022 **não dispunham de uma parcela denominada RFdemais**. Por essa razão, deve-se buscar a melhor interpretação para os comandos da Lei 10.848/2004, de modo a permitir uma definição adequada para RFcomb e para RFdemais.	
6.13. Em contrapartida, é clara a intenção da norma em estabelecer que a **RFdemais** decorrerá da diferença entre a **Receita Fixa total - RFtota**l e a respectiva **RFcomb**, em uma mesma data-base. No que se refere à **Receita Fixa total dos CCEARs vigentes em 31 de dezembro de 2022**, o valor é incontroverso, decorrente dos contratos originais e das sucessivas repactuações.	
6.14. Nesse contexto, pode-se **aventar duas possibilidades** para o cálculo do **RFcomb**: (i) calcular o valor que considere o **CVU** dos CCEARs vigentes em **31 de dezembro de 2022** com a inflexibilidade contratual de **181,669 MWmédios** de mesma data-base; ou (ii) calcular o valor que considere o **CVU que o legislador determinou** para a definição da **RFcomb** e da parcela variável do novo contrato.	
6.15. Em relação à possibilidade (i), parece ser **incoerente** promover uma estimativa para a **RFdemais a partir do CVU dos CCEARs** originais. Essa conclusão se dá porque o **legislador determinou a adoção do CVU do LEN A-6/2019**, o qual parece refletir custos mais atualizados para a geração termelétrica a carvão mineral nacional. Por outro lado, a possibilidade (ii) implica a adoção de um **CVU único** como base para todos os parâmetros contratuais, o que garante **coerência ao novo instrumento contratual.**	
6.16. Conforme dispõe a alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, que se transcreve acima, a receita fixa vinculada aos demais itens será determinada pela diferença entre a receita fixa total contratual e a receita fixa vinculada ao custo de combustível, definida na alínea "a)" anterior.	
6.17. Com base nessa justificativa, pode-se desenvolver **uma proposta de valores.**	
Receita Fixa do CCEAR	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Paulista - Conselho de Consumidores da CPFL Paulista

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
6.18. A Usina Termelétrica de **Candiota III,** que se localiza no município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, tem potência total instalada de **350 MW.**	
6.19. A UTE Candiota III sagrou-se vencedora no 1º LEN/2004 - Leilão nº 002/2005-ANEEL. Os CCEARs que se celebraram em decorrência desse certame continham os seguintes parâmetros: Receita Fixa**: R$ 331.250.640,00/ano** (data-base: dez/2005); inflexibilidade contratual: **210 MWmédios.**	Este contrato tem início em 01/10/2010 e fim de suprimento em 31/12/2024.
6.20. Por oportuno, anota-se que, por se tratar de empreendimento a **carvão mineral nacional,** as regras contratuais aplicáveis estabeleciam o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** como indexador para a **Receita Fixa** e para o Custo Variável Unitário - **CVU.**	
6.21. Após a celebração dos **CCEARs**, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGTE Eletrosul, então controladora da **UTE Candiota III, solicitou redução dos montantes contratados,** de modo a adequá-los à capacidade de atendimento da usina. Em síntese, a justificativa para o pleito decorreu do fato de que o empreendimento não apresentava desempenho operacional compatível com os compromissos contratuais.	
6.22. Dessa forma, após o devido trâmite em processo administrativo, a ANEEL emitiu o Despacho nº 4.141/2014, retificado pelo Despacho nº 2.570/2016. Esses instrumentos autorizavam a redução contratual proporcional dos CCEARs da UTE Candiota III no montante de 65 MWmédios, com a consequente redução da **Receita Fixa para R$ 243.814.772,00/ano** (data-base: dez/2005).	
Receita Fixa Total Contratual	
6.23. Conforme registrado anteriormente, a receita fixa dos CCEARs da UTE Candiota III era de R$ 243.814.772,00/ano, na data-base de dezembro de 2005 (IPCA dez/05: 2535,40). Ao se atualizar esse valor para dezembro de 2022 (IPCA dez/22: 6474,19), obtém-se o valor de R$ **622.575.837,05/ano.** A combinação desse resultado com o compromisso de **181,669 MWmédios** (1.591.420 MWh) resulta em um valor de **R$ 391,21/MWh** de **receita fixa para o CCEAR.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 448,83/MWh, totalizando R$ 714,26 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 10,71 bilhões.
6.24. Adicionalmente a essa receita, em 2022, garantia-se à UTE Candiota III, por contrato e por lei, o **reembolso dos valores** referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - **CDE**. Na data base de **dezembro de 2005,** esse valor era de **R$ 31,21/MWh**. A fonte para esse dado é o Voto-Vista do Despacho ANEEL nº 2.648, de 23 de julho de 2013, que o Despacho ANEEL nº 2.203, de 16 de agosto de 2022, confirmou posteriormente. Esse valor corresponde a um reembolso via **CDE de R$ 79,69/MWh**, na data base de dezembro de **2022.**	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 91,43/MWh, para subsídios da CDE.
6.25. Assim, ao se combinarem os valores de **R$ 391,21/MWh** e de **R$ 79,69/MWh,** a receita fixa total contratual resulta em **R$ 470,90/MWh**, na data base de dezembro de 2022. Ao se aplicar esse resultado ao compromisso de inflexibilidade contratual de 181,669 MWmédios, obtém-se a receita fixa total de **R$ 749.402.611,39/ano** (data base dez/22). Receita Fixa vinculada aos demais itens	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,25/MWh, para o valor unitário de receita fixa.
6.26. Ao se aplicar diretamente o que se dispõe na alínea "b)" do inciso IV do art.3º-D da Lei 10.848/2004, a parcela que se refere à receita fixa vinculada aos demais itens deve resultar da diferença entre a Receita Fixa Total Contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22), e a Receita Fixa vinculada ao custo de combustível com a inflexibilidade contratual, **R$ 373,00/MWh** (dez/22). Esse cálculo resulta em **R$ 97,90/MWh** ou **R$ 155.795.617,14/ano** (data base dez/22).	Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 112,32/MWh, para o valor unitário de receita fixa de demais itens.
6.27. Nesse contexto, o preço de venda resultará na própria receita fixa total contratual, de **R$ 470,90/MWh** (dez/22).	
6.28. Resumidamete, as parcelas para a formação do preço de venda para **dezembro de 2022** (IPCA dez/22: 6474,19) para **janeiro de 2026 (IPCA jan/26: 7427,72)** consolidam-se na Tabela 1.	
Tabela 1 - Preço de venda da UTE Candiota III	

Componentes do preço de venda ou receita fixa	R$/MWh (dez/22)	R$/ano (dez/22)	R$/MWh (jan/26)	R$/ano (jan/26)
Receita Fixa vinculada ao Custo de Combustível com a Inflexibilidade Contratual	373,00	593.606.994,25	**427,95**	**681.044.987,53**
Receita Fixa vinculada aos Demais Itens	97,90	155.795.617,14	**112,32**	**178.744.228,36**
Preço de Venda ou Receita Fixa	470,90	749.402.611,39	**540,27**	**859.789.215,89**

Considerando o IPCA de Jan/26: 7427,72, resulta no valor unitário de R$ 540,27/MWh, totalizando R$ 859,79 milhões anuais, que em 15 anos representará um desembolso de R$ 12,9 bilhões. Valores excessivos para uma contratação que se mostra muito mais cara que os valores médios de CCEAR e desnecessária em função de sobra de energia, notadamente configurada por cortes generalizados de fontes renováveis ("curtailment") e da sobrecontratação de distribuidores face a redução de mercado cativo provocada pela saída de consumidores livres e da exponencial expansão da mini e micro geração solar distribuída (MMGD).

DA VIGÊNCIA DA OUTORGA

6.29. Os empreendimentos de geração que o **art.3º-D da Lei 10.848/20045**, em seu § 5º, alcança terão sua **outorga prorrogada pela União** conforme transcrição a seguir:

§ 5º A ***União*** *prorrogará por* ***25 (vinte e cinco) anos as outorgas*** *das concessionárias de geração e das empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica dos empreendimentos de que trata o caput deste artigo."*

6.30. De acordo com o Despacho SNTEP SEI nº 1174793, atualmente, a **UTE Candiota III** possui **outorga de geração com vigência válida até 18 de julho de 2041**. Esse prazo atende a todo o período necessário para a cobertura do contrato que, conforme citado acima, se planeja **encerrar em 31 de dezembro de 2040**.

DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UTE

6.31. Propõe-se adotar como parâmetros de **indisponibilidades programada (IP**) e **forçada (TEIF)** e de **fator de capacidade máxima (FCmáx)** os mesmos que foram utilizados na redefinição da garantia física da UTE Candiota III e constantes da Portaria SPE/MME nº 140, de 19 de maio de 2014: TEIF (%): 16,438 IP (%): 10,274 FCmáx (%): 100

7. DA MINUTA DO CONTRATO

7.1. Em razão das condições que definem a envoltória para a UTE Candiota III se assemelharem ao caso do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda - CTJL, utilizou-se como base para a elaboração da **Minuta de Contrato de Candiota III** (SEI nº 1175412) o **CER firmado entre o titular do CTJL e a CCEE**. O CTJL compõe-se de quatro usinas a carvão mineral nacional, cuja contratação vigente também ocorreu em decorrência de um comando legal, a **Lei nº 14.299,** de 5 de janeiro de 2022, que estabeleceu as diretrizes para a concretização do ato contratual.

7.2. A elaboração do **CER para o CTJL** percorreu um longo processo de estudos, de discussões e de promulgação de portarias, que envolveu o **MME**, a Empresa de Pesquisa Energética - **EPE e a ANEEL.** Houve a realização de consultas públicas, que trouxeram a participação e colaboração da sociedade, de forma a robustecer o resultado final.

7.3. Desse modo, com observância às devidas diferenças, entendeu-se que o **CER-CTJL** se constitui na melhor referência documental para a elaboração da **Minuta de Contrato da UTE Candiota III** (SEI nº 1175412), em **razão de suas semelhanças e de confiabilidade processual.**

8. DA NÃO APLICABILIDADE DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

8.1. Com o advento da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e de seu regulamento, o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, a edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional deverá ser precedida de AIR. Entretanto, há situações previstas no ordenamento jurídico em que a Análise de Impacto Regulatório - **AIR prévia poderá não se aplicar.**

8.2. O caso em tela **está previsto no art. 3º, § 2º, inciso II, do Decreto nº 10.411/2020**, e no art.16, parágrafo único, inciso II da Portaria Normativa nº 30/GM/MME, de 22 de outubro de 2021, qual seja: ato normativo de efeitos concretos, destinado a disciplinar situação específica cujos destinatários sejam individualizados.

8.3. A Minuta do CER da UTE Candiota III - CER-CAND3 tem por **objetivo atender ao disposto no art. 3º-D da Lei nº 10.848/2004**, introduzido pela Lei nº 15.269/2025. Portanto, entendese que o ato proposto se enquadra na hipótese de não aplicabilidade da AIR, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e da Portaria MME nº 30, de 22 de outubro de 2021.

9. DA REALIZAÇÃO DE CONSULTA PÚBLICA - MINUTA DE PORTARIA

9.1. Com o objetivo de aprimorar a proposta que esta Nota Técnica discute, sugere-se a **abertura de Consulta Pública**, com prazo de 7 (sete) dias, para a qual deverá se disponibilizar esta Nota Técnica (SEI nº 1175371) e a Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III - CER-CAND3 (SEI nº 1175412), com o intuito de conferir transparência ao processo e colher subsídios junto à sociedade.

9.2. Com relação à vigência da minuta de Portaria relativa à abertura da Consulta Pública (SEI n º 1175424), sugere-se vigência imediata para que a sociedade possa encaminhar suas contribuições o quanto antes. Nesse contexto, propõe-se a seguinte minuta de Portaria (SEI nº 1175424):

Art. 1º *Fica divulgada, para Consulta Pública, a Minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) da Usina Termelétrica Candiota III, em atendimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.*

Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes estão disponíveis na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme, Portal de Consultas Públicas e no Portal Eletrônico Brasil Participativo.

Art. 2º *As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, pelo prazo de sete dias, contados da data de publicação desta Portaria.*

Art. 3º *Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.*

10. CONCLUSÃO

10.1. Diante do exposto, encaminha-se a Minuta Interna (SEI nº 1175424) como sugestão de Portaria de abertura de Consulta Pública para a avaliação da presente Nota Técnica e da Minuta do Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412). O intuito é conferir transparência ao processo e obter contribuições da sociedade em geral, de agentes setoriais e de órgãos públicos com relação à formalização da contratação da referida usina, em cumprimento ao art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja redação foi dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

10.2. Por fim, ao se considerar que a Minuta de Portaria (SEI nº 1175424) proposta para a abertura de Consulta Pública se constitui em um instrumento já consagrado para o atendimento às premissas de transparência e de participação social, entende-se que o caso em análise poderá observar o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica junto ao MME (CONJUR/MME), conforme o Parecer Referencial nº 00001/2025/CONJURMME/CGU/AGU (SEI nº 1054333), de 8 de maio de 2025, que **dispensa a apreciação jurídica nesses casos.**

11. ANEXOS

11.1. Minuta de Contrato de Energia de Reserva da Usina Termelétrica de Candiota III (SEI nº 1175412); e

11.2. Portaria para abertura de Consulta Pública - Minuta Interna (SEI nº 1175424).

Documento assinado eletronicamente por

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 216/2025

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN CPFL Paulista - Conselho de Consumidores da CPFL Paulista

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **NOTA TÉCNICA Nº 1/2026/DPME/SNEE de 26/02/2026**

EMENTA: Avaliação da minuta de Contrato de Energia de Reserva (CER) para a Usina Termelétrica de Candiota III - UTE Candiota III, no contexto de contratação de reserva de capacidade nos termos do art. 3º-D da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
Marlian Leão de Oliveira, Coordenador(a), em 26/02/2026, às 14:35,	
Cristiano Augusto Trein, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado, em 26/02/2026, às 14:36,	
Adriano Jeronimo da Silva, Gerente de Projeto, em 26/02/2026, às 14:44	
João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 26/02/2026, às 15:09,	
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial, em 26/02/2026, às 15:17,	