

Vitória, 17 de abril de 2024.

Carta nº CPE.2024.01

Exmo. Sr.
Alexandre Silveira de Oliveira
Ministro de Minas e Energia
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (“MME”)

C/C.:
Sr. Arthur Cerqueira Valerio
Secretário Executivo
Sr. Thiago Barral Ferreira
Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Sr. Gentil Nogueira de Sá Junior
Secretário Nacional de Energia Elétrica

Ref.: Contribuição PETROCITY à Consulta Pública nº 160/2024 do Ministério de Minas e Energia (Processo nº 48360.000061/2022-28)

A **PETROCITY GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA** (“Petrocity” ou “Companhia”), vem, respeitosamente e, por meio de seu representante abaixo assinado, expor suas contribuições à Consulta Pública MME nº 160/2024 (“CP nº 160/2024” ou “Consulta Pública”), instaurada com o objetivo de receber contribuições à minuta de portaria contendo as diretrizes para a realização do Leilão de Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (“LRCAP de 2024” ou “Leilão”), nos termos a seguir expostos.

I. INÍCIO DE SUPRIMENTO DO PRODUTO POTÊNCIA TERMELÉTRICA 2028 (Art. 12, §2º, II)

Nos termos do artigo 12, §2º, II, da minuta de portaria do LRCAP de 2024 (“Portaria”), o início de suprimento do Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (“CRCAPs”) associado ao Produto Potência Termelétrica 2028 será 1º de janeiro de 2028:

“Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024. (...)”

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: (...)”

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

Considerando que o resultado do Leilão está previsto para agosto de 2024, estipula-se, sem considerar eventuais atrasos para a homologação dos resultados do Leilão, que o prazo de implantação do empreendimento termelétrico vencedor do Produto Potência Termelétrica 2028 será de 3 (três) anos e 4 (quatro) meses.

Nos mesmos termos do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (“LRCAP de 2021”), o LRCAP de 2024 tem como objetivo contratar potência elétrica a partir de empreendimentos de geração de energia novos e existentes. Contudo, diferente da atual Portaria do Leilão, o LRCAP de 2021 previa prazo de início de suprimento de 5 (cinco) anos para os projetos *greenfields*.

O prazo de 5 (cinco) anos proposto no LRCAP de 2021 foi adequado para viabilizar a realização tempestiva das diversas etapas envolvidas na implantação de um novo projeto de geração de energia termelétrica, tais como a estruturação dos aportes de investimento, fabricação dos geradores, logística de entrega das máquinas, licenciamento e implantação do *site*. Ademais, destaca-se que parte significativa do desenvolvimento do projeto de geração de energia acontece somente após a assinatura do CRCAP.

Para fins de comparação, no LRCAP de 2021, a janela temporal entre a realização do leilão, homologação do resultado e a adjudicação dos contratos foi superior a 6 (seis) meses, restando cerca de 49 (quarenta e nove) meses (> 4 anos) para a efetiva implantação dos projetos, condição bastante divergente da proposta atual prevista na Portaria, conforme tabela a seguir:

Comparação - Prazo de Implantação	LRC 2021	LRC 2024	
Data de Realização do Leilão	dez/21	ago/24	
Assinatura dos Contratos (+ 6 meses)	jun/22	fev/25	
Data de Entrada em Operação	jul/26	jul/27	jan/28
Prazo de Implantação Remanescente (meses)	49	29	35

Assim, de modo a garantir a isonomia de condições e ampla competitividade no certame, sugerimos que o LRCAP de 2024 tome por base a mesma premissa adotada no LRCAP de 2021 que preconizou prazo líquido para implantação do empreendimento superior a 4 (quatro) anos. Reforça-se que esse prazo de implantação mínimo remanescente está de acordo com as premissas utilizadas para a modelagem do plano de expansão de geração que consta no Plano Decenal de Expansão de Energia (“PDE”), elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”).

Além disso, não podemos deixar de mencionar o atual contexto institucional desfavorável em relação ao licenciamento de novos projetos, dada as inúmeras paralisações e atrasos que estão sendo observadas em diversos órgãos de licenciamento tanto no âmbito federal como estadual, e que comprometem seriamente os prazos de implantação e documentação comprobatória obrigatória para habilitação.

II. PENALIDADES POR INDISPONIBILIDADE (Art. 5º, §3º, I e Art. 12, §4º, I)

Nos termos do artigo 5º, §3º, I da Portaria, caso o titular do empreendimento termelétrico não entregue a potência requerida, aplicar-se-á penalidade mínima de 5% (cinco por cento), e máxima de 50% (cinquenta por cento) a cada mês de apuração, de redução da parcela mensal da Receita Fixa (“RF”), para cada hora de potência não entregue.

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores. (...)

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e”

Ademais, nos termos do artigo 12, § 4º, I, a Portaria do LRCAP de 2024 prevê, além da penalidade de 5% (cinco por cento) a 50% (cinquenta por cento), que os CRCAPS deverão prever que o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade e potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (“TEIF”).

§ 4º Os CRCAPS deverão prever que:

I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (“TEIF”);

A minuta da Portaria com as diretrizes para o LRCAP de 2024 trouxe uma nova proposta de penalidade, equivalente a 5% da RF para cada hora de potência não entregue, ficando a redução limitada a 50% para cada mês de apuração. Além disso, as taxas equivalentes de indisponibilidade forçada (“TEIF”) não serão consideradas para isenção da obrigatoriedade de disponibilidade de potência.

Observa-se que a sugestão das penalidades supracitadas é ainda mais gravosa que as penalidades aplicadas no âmbito do LRCAP de 2021, que adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (“TEIF”) e a Indisponibilidade Programada (“IP”).

Embora mecanismos que induzam maior compromisso com a entrega da potência requerida pelo Operador do Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) sejam de fato essenciais, a atual previsão do LRCAP de 2024 impõe risco desproporcional aos empreendedores. No mais, a quantificação de tal risco e a sua inclusão na modelagem financeira dos empreendimentos, resultará em uma precificação adicional expressiva no preço do produto Potência. No pior cenário, podendo ser superior à curva de aversão ao risco, principalmente quando há um cenário de obrigatoriedade de comprovação de suprimento de combustível com um horizonte de médio prazo. Como resultado, a permanência dessas disposições certamente diminuirá a competitividade tarifária do LRCAP de 2024.

Não obstante a correta posição do Ministério de Minas e Energia (“MME”) em aprimorar as regras com base nas experiências dos últimos leilões (como é o caso do LRCAP de 2021), as alterações devem visar a otimização e contratação dos produtos de acordo com as especificidades técnicas que atualmente o Sistema Interligado Nacional (“SIN”) necessita, o que não acontecerá caso as penalidades supracitadas permaneçam como na atual Portaria.

Dessa forma, sugerimos a exclusão desta penalidade adicional nas diretrizes do LRCAP de 2024 e que as penalidades propostas fiquem alinhadas com as adotadas para o LRCAP de 2021.

III. DEFINIÇÃO PRÉVIA DO PERÍODO DE INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA (Art. 5º, §4º)

Nos termos do artigo 5º, §4º da Portaria, o ONS definirá previamente os períodos de indisponibilidade programada do empreendimento. Será apenas nesses casos que o empreendimento não estará sujeito à redução da RF pela não entrega de potência ou pela indisponibilidade da unidade geradora.

“Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores. (...)”

§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º”

A proposta de definição a posteriori, pelo ONS, das paradas por indisponibilidade programada traz grande apreensão para o planejamento da manutenção e operação do empreendimento e todos os requisitos de segurança operacional obrigatória que os ativos precisam atender.

Nesse sentido, é temerária e arriscada que tal decisão fique sujeita à definição/anuência de um agente terceiro (ONS) que não seja o proprietário do empreendimento e que possa, em último caso, acabar gerando uma indisponibilidade forçada caso não seja realizada tempestivamente.

IV. APRESENTAÇÃO DO CUST OU CUSD (Art. 8, § 5º)

Nos termos do artigo 8º, § 5º da Portaria, para serem considerados habilitados tecnicamente, os empreendimentos deverão apresentar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”) ou os Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (“CUSD”) à Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) em até 65 (sessenta e cinco) dias antes da realização do Leilão.

“§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.”

Considerando a possibilidade dos novos empreendimentos em participar do Leilão, entendemos que é necessário o esclarecimento de que a exigência do artigo 8º, §5º, aplica-se apenas e tão somente aos empreendimentos que já assinaram os seus respectivos contratos de conexão.

Nesse sentido, como a atual redação traz, de forma dúbia, a aplicabilidade da exigência de assinatura dos CUST/CUSD, sugerimos os esclarecimentos que contratos somente serão exigidos nos casos de empreendimentos existentes com contratos vigentes.

V. CUSTOS PARA O CÁLCULO DA RECEITA FIXA (Art. 12, § 3º, II, c)

A atual redação descreve a necessidade de previsão do custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição. Solicita-se esclarecimentos, se os empreendedores deverão considerar a obrigatoriedade de aporte de garantia para assinatura do Contratos de Uso de Conexão de Transmissão, equivalente ao pagamento de 40 meses de Encargos do Uso do Sistema, que foi incluída recentemente na regulamentação através da Resolução Normativa Aneel nº 1069/2023 na Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica - Módulo 5 (Acesso ao Sistema).

VI. EXTINÇÃO DO ENCARGO POR RESTRIÇÕES OPERATIVAS POR UNIT COMMITMENT (Art. 12, § 5º)

Nos termos do artigo 12, §5º da Portaria, a geração associada ao *Unit Commitment* será valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças (“PLD”), de modo que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativa por *Unit Commitment*.

“§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.”

À semelhança da sugestão de aprimoramento regulatório que o MME trouxe com a sugestão da inclusão de penalidade do artigo 5º § 3º (redução progressiva da RF dado o não atendimento de potência contratada), verifica-se também com a mesma preocupação a mudança proposta na remuneração dos empreendimentos durante as restrições operativas oriundas de *Unit Commitment* passe a ser valorada pelo PLD.

Entendemos que a atual forma de remuneração pelo Custo Variável Unitário (“CVU”), já consolidada há anos na regulamentação vigente, faz a devida consideração dos aspectos técnicos inflexíveis das usinas térmicas e traz a segurança regulatória e jurídica necessária para a remuneração do ativo e atração de investimentos.

Além disso, verifica-se que as condições obrigatórias de atendimento dos requisitos de flexibilidade operativa para habilitação (art 9º, inciso V, item a-e) mitigam de forma expressiva, quase integralmente, a preocupação do MME em relação a oneração excessiva via encargos paga pelos consumidores, visto que os empreendimentos que serão habilitados terão as características técnicas necessárias para o atendimento aos requisitos do sistema que o Operador precisará suprir de forma célere.

Face ao exposto, se o MME optar por manter essa alteração na remuneração, espera-se que o empreendedor precifique de forma conservadora essa incerteza relativa à previsão do PLD como remuneração, e o resultado seja o oposto ao desejado, ou seja, haja um aumento substancial no delta exigido de Receita Fixa que onere o consumidor final de forma permanente.

Permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam pertinentes.

RONALDO LOPES BADIN - PRESIDENTE