



RESPOSTA À SOLICITAÇÃO DE ESCLARECIMENTOS

Maracanaú, 26 de outubro de 2026

Interessado: Evolua Energia - CNPJ sob o nº 35.064.555/0001-81

Assunto: Edital de Concorrência Pública nº 10.021/2026

Objeto: Parceria Público-Privada (PPP), na modalidade Concessão Administrativa para implantação, operação e manutenção de unidades geradoras de energia fotovoltaica, no âmbito da geração distribuída e dos serviços de gestão da compensação dos créditos de energia elétrica para o Município de Maracanaú.

A Comissão Especial de Licitações do Município de Maracanaú, nomeada pela Portaria nº 1.126/2026, com endereço na Avenida Durval Tomaz de Souza, nº 150, Bairro Jereissati I, Maracanaú/CE, CEP 61.900-200 vem, por meio deste, responder às vossas contribuições apresentadas no dia 21 de outubro de 2026, enviada ao endereço eletrônico: comissaolicitacao_sefin@maracanau.ce.gov.br.

1. CABIMENTO E TEMPESTIVIDADE

Nos termos do item **09. DAS INFORMAÇÕES E ESCLARECIMENTOS RELATIVOS À LICITAÇÃO** e seguintes, do Edital de Concorrência nº 10.021/2026, é assegurado ao potencial licitante informações e esclarecimentos de dúvidas relativas à Licitação e às condições de participação para atendimento das obrigações necessárias ao cumprimento do Objeto, no prazo estabelecido, qual seja, até 03 (três) dias úteis antes da data de abertura do certame, nos termos do artigo 164 da Lei n. 14.133/2021.

Com efeito, observa-se a tempestividade dos pedidos de esclarecimento realizados pela Evolua Energia, no dia 21 de outubro de 2026, encaminhado à Comissão Especial de Licitação.



Assim, a presente Comissão Especial de Licitação, buscando reconhecer e efetivar o princípio da ampla participação, aprecia o requerimento de esclarecimento feito pela peticionante ao Edital de Licitação, ao qual passamos a apreciar o mérito.

2. SÍNTESE DO PEDIDO DE ESCLARECIMENTO

A peticionante alega que a definição de Usina Fotovoltaica (item 1.1) do Edital, remete à REN ANEEL nº 482/2012, revogada pela REN ANEEL nº 1.000/2021, cujas regras de geração distribuída foram atualizadas pela REN ANEEL nº 1.059/2023, bem como que o instrumento convocatório não define a modalidade de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) nem o regime de transição tarifária aplicável às usinas.

Alega ainda que os pontos supracitados afetam diretamente a composição da Parcela Remuneratória Mensal (PRM), a forma de detenção dos ativos e a repartição objetiva de riscos exigida pelo art. 4º, VI, e pelo art. 5º, III, da Lei nº 11.079/2004.

Neste sentido, após a contextualização do fundamento para a apresentação da manifestação, a peticionante apresentou os seguintes questionamentos:

- I. Usinas preexistentes (itens 3.1, 3.3, 3.4 e 3.5). Admite-se que a CONCESSIONÁRIA atenda à geração mínima de 3.802.305 kWh/ano com usinas já implantadas ou em implantação, desde que cumpridas as especificações do Anexo 2 – Caderno de Encargos? Ou é obrigatória a implantação de novas unidades geradoras?
- II. Localização das usinas (item 3.3 e Anexo 2). O autoconsumo remoto exige que a unidade geradora e as unidades beneficiárias sejam atendidas pela mesma distribuidora (Lei nº 14.300/2022, art. 1º; REN ANEEL nº 1.000/2021). Admite-se que as usinas estejam fora do território de Maracanaú, desde que na área de concessão da distribuidora que atende o Município? Há exigência de implantação em imóveis municipais?
- III. Detenção dos ativos pela SPE (itens 1.1, 28.2 e 28.6.1; art. 9º da Lei nº 11.079/2004; art. 25 da Lei nº 8.987/1995). Admite-se que a SPE detenha as usinas por contrato de arrendamento ou de locação de equipamentos



firmado com terceiros, mantida sua responsabilidade integral perante o
PODER CONCEDENTE?

- IV. Titularidade das unidades geradoras e sublocação. No autoconsumo remoto, a unidade geradora e as beneficiárias devem ter a mesma titularidade (REN ANEEL nº 1.000/2021, com redação da REN nº 1.059/2023). Solicita-se esclarecer:
- (a) se a SPE pode disponibilizar as usinas ao Município por sublocação, de modo que o Município figure como titular das unidades geradoras perante a distribuidora;
 - (b) se a sublocação deve ser formalizada em instrumento acessório ou integrar o CONTRATO;
 - (c) se o PODER CONCEDENTE confirma que a remuneração exclusivamente pela PRM, em valor fixo e sem vínculo a kWh ou a créditos de energia, atende à vedação de comercialização de créditos no SCEE prevista na Lei nº 14.300/2022.
- V. Reversão de bens (itens 1.1, 15.4.2 e 15.4.3; arts. 35, §1º, e 36 da Lei nº 8.987/1995). Para usinas detidas por arrendamento ou locação, como se dará a reversão ao final da concessão? Será aceita a cessão da posição contratual, opção de compra em favor do Município ou outro mecanismo equivalente? Ou a reversão exige propriedade plena da SPE?
- VI. Prazo e anuência do proprietário (item 6.1). O contrato de arrendamento ou locação deverá cobrir integralmente o prazo de 25 anos? A anuência expressa do proprietário quanto à sublocação ao Município e à reversão será exigida na habilitação ou apenas na assinatura do CONTRATO?
- VII. Exclusividade das usinas. As usinas vinculadas ao CONTRATO devem ser dedicadas exclusivamente às unidades consumidoras do Município, sem outros beneficiários no SCEE?



- VIII. Premissas do Plano de Negócios de Referência (item 15.7 e Anexo II). Qual modalidade de enquadramento (GD I, GD II ou GD III) e quais premissas tarifárias (percentuais de TUSD Fio B, TUSD Fio A e encargos) foram adotadas no cálculo do limite de R\$ 202.312,99 mensais? O cálculo considerou as regras da REN ANEEL nº 482/2012, revogada?
- IX. GD I e prazo contratual. O art. 26 da Lei nº 14.300/2022 assegura às usinas em GD I as regras anteriores apenas até 31/12/2045. O CONTRATO tem prazo de 25 anos contados da Ordem de Serviço (item 6.1), ou seja, até aproximadamente 2051. Como será tratado o período remanescente, em que a compensação passará às regras gerais? O aumento de custo nesse período enseja reequilíbrio econômico-financeiro ou é risco da CONCESSIONÁRIA no Anexo 4 – Matriz de Riscos?
- X. Enquadramento na transferência de titularidade. O PODER CONCEDENTE confirma o entendimento de que a transferência de titularidade da unidade geradora ao Município e a alteração das unidades beneficiárias não implicam perda do direito de transição? Caso a distribuidora adote entendimento diverso, a quem será alocado esse risco?
- XI. Usinas acima de 500 kW (art. 27, §1º, da Lei nº 14.300/2022). A minigeração não despachável acima de 500 kW em autoconsumo remoto paga, até 2028, 100% da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A e 100% dos encargos de P&D, EE e TFSEE. Admite-se atender à geração mínima com várias centrais de até 500 kW, cada uma com acesso e conexão próprios, enquadradas em GD II? Considerando a vedação regulatória à divisão de central geradora para enquadramento em limites inferiores, quais critérios serão adotados na análise?
- XII. Regras após a transição (art. 17 c/c art. 27 da Lei nº 14.300/2022). As alterações nas regras de compensação a partir de 2029 e eventuais novas normas da ANEEL durante a concessão serão tratadas como evento de reequilíbrio econômico-financeiro?



- XIII. Rateio dos créditos. A CONCESSIONÁRIA terá autonomia, mediante procuração do Município, para solicitar à distribuidora alterações no rateio dos créditos entre as 288 unidades consumidoras? Ou cada alteração dependerá de ato formal do PODER CONCEDENTE?
- XIV. Custos de conexão e demanda de geração. Os custos de conexão das usinas e a demanda contratada de geração, faturados ao titular da unidade geradora, são encargo da CONCESSIONÁRIA, a ser contemplado na PRM, ou do PODER CONCEDENTE?
- XV. Composição da proposta (itens 15.4.1, 15.6 e 15.7). A proposta pode considerar despesas de arrendamento ou locação de equipamentos no lugar de investimentos de implantação? Nesse caso, a declaração da INSTITUIÇÃO FINANCEIRA sobre viabilidade de financiamento (item 15.6.4) permanece obrigatória quando não houver financiamento?
- XVI. Reforma Tributária e reequilíbrio (itens 23.10.5 e 23.10.6). Considerando a transição da Reforma Tributária (EC nº 132/2023 e LC nº 214/2025) ao longo do prazo da concessão, a criação ou alteração de tributos incidentes sobre a CONCESSIONÁRIA ou sobre contratos de locação de equipamentos vinculados à execução do OBJETO, após a data da proposta, ensejará recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, nos termos do art. 5º, III, da Lei nº 11.079/2004 e do art. 134 da Lei nº 14.133/2021? Como o tema está alocado no Anexo 4 – Matriz de Riscos?
- XVII. ICMS sobre a energia compensada. A tributação de ICMS sobre a energia compensada depende da legislação estadual e do Convênio ICMS nº 16/2015. O PODER CONCEDENTE confirma que eventual incidência ou alteração desse tributo nas faturas do Município não afeta a PRM nem os indicadores de desempenho da CONCESSIONÁRIA?
- XVIII. Atestados (itens 20.2, 20.4 e 20.9). Serão aceitas declarações privadas relativas a usinas nas quais a LICITANTE figure como arrendatária e responsável direta pela operação e manutenção, ainda que não seja proprietária?



2. RESPOSTAS AO PEDIDO DE ESCLARECIMENTO

Resposta I:

Não se admite que a geração mínima de 3.802.305 kWh/ano seja atendida por usinas já implantadas ou em implantação. É obrigatória a implantação de novas unidades geradoras pela CONCESSIONÁRIA, após a assinatura do contrato. Essa exigência decorre do objeto da concessão e do conjunto de obrigações do Anexo I – Termo de Referência e do Anexo 2 – Caderno de Encargos, como se demonstra a seguir.

O objeto da concessão é a implantação, operação e manutenção de usina fotovoltaica de geração distribuída para compensação dos créditos de energia das unidades consumidoras do PODER CONCEDENTE, conforme definido no Termo de Referência, nos capítulos 1 a 3. O capítulo 3 (Dos Objetos) atribui à CONCESSIONÁRIA a responsabilidade de construir e disponibilizar a infraestrutura necessária à implantação, operação e manutenção da usina, de realizar o cadastro e a regularização das unidades consumidoras e de solicitar a vistoria de acesso junto à distribuidora para viabilizar a implantação. O capítulo 4 (Da(s) Usina(s) Fotovoltaica(s) de Geração Distribuída) determina que seja construída a unidade geradora que atenda ao volume mínimo anual, em acordo com a Lei nº 14.300/2022, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 e o Módulo 3 do PRODIST. O Anexo 2, no Título II, fixa o prazo máximo de 18 meses para a implantação total do objeto, contado da publicação do contrato no Diário Oficial, com marcos definidos: submissão do projeto à distribuidora, início da implantação conforme o Plano de Implantação aprovado pelo PODER CONCEDENTE e conclusão do comissionamento. O Plano de Implantação deve ser entregue em até 90 dias da publicação do contrato, e a obra deve ser encerrada com o “as built”. A definição do local em conjunto com o PODER CONCEDENTE e a solicitação e vistoria de acesso do terreno escolhido também integram essas obrigações. Usina preexistente ou com obra iniciada antes do contrato não percorre esses marcos nem cumpre essas obrigações.

Há ainda razões técnicas, regulatórias e econômicas que reforçam essa exigência. A primeira é a titularidade e a modalidade de compensação. Na Lei nº 14.300/2022, o autoconsumo remoto exige que a unidade geradora e as unidades beneficiárias pertençam ao mesmo titular. Usinas preexistentes já possuem unidade geradora



cadastrada junto à distribuidora, com parecer de acesso e, em regra, créditos vinculados a outros consumidores, o que dificulta compatibilizá-la com as 288 unidades consumidoras do PODER CONCEDENTE. Cabe à CONCESSIONÁRIA realizar o cadastro e a regularização dessas unidades, de modo a viabilizar a compensação dos créditos, conforme o termo de referência e o Título II do Anexo 2. Na usina nova, essa regularização é feita desde o projeto.

A segunda é o regime de transição. Sistemas existentes podem estar enquadrados no regime de transição da Lei nº 14.300/2022, e a mudança de titularidade, o redirecionamento dos créditos ou a ampliação da usina podem afetar esse enquadramento, o que geraria insegurança jurídica para o contrato.

A terceira é a dedicação da geração e o limite de potência. O Título II do Anexo 2 obriga a CONCESSIONÁRIA a garantir a geração mínima contratada e a compensação de 100% da demanda durante toda a vigência da concessão. Isso exige geração dedicada ao PODER CONCEDENTE, o que não se assegura em usina que já atende outros consumidores.

A quarta é a reversibilidade. O Título VII do Anexo 2 classifica como bens reversíveis a estrutura física das usinas implantadas pela CONCESSIONÁRIA, que retornam gratuitamente ao PODER CONCEDENTE ao fim da concessão, em perfeitas condições e livres de quaisquer ônus. Usinas existentes podem estar gravadas por financiamentos, alienação fiduciária, arrendamentos ou instaladas em terreno de terceiros, o que compromete a reversão nas condições exigidas. As usinas implantadas especificamente para este contrato permitem que esses requisitos sejam atendidos desde a concepção.

A quinta é a remuneração e a isonomia. O Título II do Anexo 2 prevê o pagamento de parcela remuneratória mensal durante o período de implantação, e o Plano de Negócios de Referência dimensiona o CAPEX e o OPEX com base em usina nova. Admitir ativos existentes faria o Município remunerar etapas de implantação já cumpridas antes do contrato e colocaria em vantagem de custo e de prazo os licitantes que já os possuem, em prejuízo da isonomia entre os participantes e da vantajosidade da contratação.

A sexta é a aderência técnica e a fiscalização. A usina deve atender às especificações do termo de referência (grau de proteção IP67 dos módulos, normas ABNT NBR 16149,



16274 e 16690, anti-ilhamento, entre outras) e ser acompanhada pelo verificador independente, conforme o Título I do Anexo 2. O comissionamento e a vistoria de acesso, realizados por equipe técnica que inclui o PODER CONCEDENTE, a distribuidora e o verificador independente, correm por conta da CONCESSIONÁRIA, nos termos do capítulo 4 do Termo de Referência. Esse controle é viável quando a usina é projetada, construída e comissionada no âmbito do contrato.

Diante do exposto, as obrigações de construção, os marcos de implantação, o regime de reversão dos bens e as condições de titularidade, compensação e remuneração previstas no Termo de Referência e no Caderno de Encargos só se verificam com a implantação de novas unidades geradoras pela CONCESSIONÁRIA, motivo pelo qual não se admite o aproveitamento de usinas preexistentes ou em implantação.

Resposta II:

Admite-se que as usinas sejam implantadas fora do território de Maracanaú, desde que na área de concessão da mesma distribuidora que atende as unidades consumidoras do Município. O Caderno de Encargos será ajustado para suprimir a delimitação aos limites territoriais do Município que constava do Título II, item 8, subitem 2. Essa condição decorre da Lei nº 14.300/2022 e da regulamentação da ANEEL (Resolução Normativa nº 1.000/2021, alterada pela Resolução Normativa nº 1.059/2023). Essas normas exigem, no autoconsumo remoto, que unidade geradora e unidades beneficiárias estejam na mesma área de concessão e sejam atendidas pela mesma distribuidora. A flexibilização atende à hipótese de a rede do Município não comportar a conexão da usina.

A implantação em imóveis municipais continua sendo a regra, mas não é exigência exclusiva. Pelo Termo de Referência, a usina deve ser implantada em local do PODER CONCEDENTE, definido em conjunto com ele. Esse local pode ser telhado ou solo, mediante aprovação do PODER CONCEDENTE, conforme o Memorial Descritivo. O Anexo 2, Título IX, item 1, subitem 1.1, atribui à CONCESSIONÁRIA a análise de viabilidade de utilização dos terrenos disponibilizados. O Título IX, item 2, permite negociar o uso de outros ativos municipais.

Constatada a inviabilidade dos locais municipais, a CONCESSIONÁRIA deve implantar a usina em terreno privado que adquira, conforme o Título IX, item 1, subitem 1.2, e



esse terreno pode situar-se fora do Município, na área de concessão da distribuidora. A inviabilidade deve ser demonstrada por meio do Orçamento de Conexão emitido pela distribuidora local, e a escolha do novo local depende de aprovação do PODER CONCEDENTE, conforme o item 2 da seção 4 do Termo de Referência. A aquisição pode ensejar pleito de reequilíbrio econômico-financeiro, nos termos do Anexo 2. Compete à CONCESSIONÁRIA obter todas as licenças, alvarás e autorizações dos órgãos municipais, estaduais e federais, inclusive as ambientais (Título IX, item 3), bem como realizar a solicitação e a vistoria de acesso junto à distribuidora (Título II, item 8, subitem 3).

Resposta III:

Não se admite que a SPE detenha as usinas por contrato de arrendamento ou de locação de equipamentos firmado com terceiros. As unidades geradoras devem ser implantadas pela CONCESSIONÁRIA e integrar o seu patrimônio, de modo a reverter ao PODER CONCEDENTE ao final da concessão.

O escopo da concessão prevê a aquisição, pela CONCESSIONÁRIA, de todo o aparato necessário à implantação das usinas, que serão revertidas ao PODER CONCEDENTE ao término do contrato. O Título II do Anexo 2 – Caderno de Encargos atribui à CONCESSIONÁRIA o fornecimento de todos os equipamentos e materiais necessários à completa implantação das soluções tecnológicas. O Edital define os bens reversíveis como aqueles imprescindíveis à execução da concessão adquiridos pela CONCESSIONÁRIA, e o Título VII do Caderno de Encargos inclui entre eles a estrutura física das usinas solares fotovoltaicas e os equipamentos utilizados exclusivamente na manutenção, gestão e conexão de energia elétrica.

O contrato de arrendamento ou de locação confere à SPE direito contratual de uso dos equipamentos, que não se confunde com a propriedade ou a disponibilidade física de ativos efetivamente reversíveis. A continuidade desse uso após o fim da concessão dependeria das condições pactuadas com o proprietário, terceiro estranho ao CONTRATO. A manutenção da responsabilidade integral da SPE perante o PODER CONCEDENTE não supre essa condição, pois a reversão deve ser gratuita e automática, com os bens livres de quaisquer ônus ou encargos, conforme o Título VII do Caderno de Encargos.



Isso não impede a subcontratação de parcela do OBJETO, no limite de 70% previsto no Título IV do Caderno de Encargos e nos termos do art. 25 da Lei nº 8.987/1995, permanecendo a CONCESSIONÁRIA como titular dos bens reversíveis.

Resposta IV:

(a) Não se admite a sublocação das usinas ao Município. As unidades geradoras serão implantadas pela CONCESSIONÁRIA para o PODER CONCEDENTE, no regime de concessão administrativa regido pela Lei nº 11.079/2004, em que a Administração Pública é a usuária direta do serviço. Durante a vigência da concessão, a CONCESSIONÁRIA é proprietária dos equipamentos e da infraestrutura das usinas, que constituem bens reversíveis nos termos do Título VII do Anexo 2 – Caderno de Encargos. Ao final do prazo, esses bens retornam ao PODER CONCEDENTE de forma gratuita e automática, em perfeitas condições de operação e livres de quaisquer ônus, conforme a Lei nº 8.987/1995 (arts. 35 e 36), aplicável às parcerias público-privadas por força do art. 3º da Lei nº 11.079/2004.

Para que a compensação se realize na modalidade de autoconsumo remoto, nos termos da Lei nº 14.300/2022 e da regulamentação da ANEEL (Resolução Normativa nº 1.000/2021, com as alterações da Resolução Normativa nº 1.059/2023), a unidade geradora será cadastrada junto à distribuidora em nome do Município, que figurará como titular, assim como as unidades consumidoras beneficiárias, todas atendidas pela mesma distribuidora. A titularidade da unidade geradora perante a distribuidora não se confunde com a propriedade dos equipamentos, que permanece com a CONCESSIONÁRIA até a reversão. A CONCESSIONÁRIA conduz a solicitação de acesso, a vistoria e o comissionamento junto à distribuidora, conforme o termo de referência e o Anexo 2, cabendo ao PODER CONCEDENTE fornecer os documentos e as assinaturas necessárias, na forma prevista na Metodologia do anteprojeto. Não há, portanto, locação ou sublocação entre as partes, e a disponibilização das usinas ao Município decorre do próprio contrato de concessão.

(b) Não havendo sublocação, não há instrumento acessório a formalizar. As condições de titularidade, cadastro e operação das unidades geradoras, bem como a obrigação da CONCESSIONÁRIA de realizar o cadastro e a regularização das unidades consumidoras (Título II do Anexo 2), integram o próprio contrato de concessão



administrativa e seus anexos. Eventuais instrumentos de representação necessários perante a distribuidora serão fornecidos pelo PODER CONCEDENTE, nos termos do contrato.

(c) A parcela remuneratória mensal (PRM), paga pelo PODER CONCEDENTE, é a contraprestação pecuniária devida à CONCESSIONÁRIA pela implantação, operação e manutenção das usinas e pela gestão da compensação dos créditos, conforme a Lei nº 11.079/2004. Ela não constitui preço de venda de energia elétrica nem de créditos de energia, e a remuneração exclusivamente por PRM é compatível com o regime da Lei nº 14.300/2022.

O projeto insere-se no âmbito da geração distribuída, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também conhecido como mercado cativo. Nesse ambiente, as unidades consumidoras do PODER CONCEDENTE continuam sendo atendidas pela distribuidora local, e a energia injetada na rede pelas unidades geradoras é compensada no consumo dessas unidades por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), nos termos da Lei nº 14.300/2022 e da regulamentação da ANEEL. O SCEE é um sistema de compensação, e não de comercialização: os créditos de energia não são vendidos, não geram receita e só podem ser utilizados para abater o consumo das unidades consumidoras beneficiárias, que são de titularidade do Município. O projeto não se confunde com o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que agentes negociam energia livremente, com preços pactuados entre as partes, e em que ocorre a comercialização de energia e de excedentes. Não há, neste contrato, compra e venda de energia nem de créditos entre a CONCESSIONÁRIA e o PODER CONCEDENTE ou terceiros.

Resposta V:

A reversão exige que as usinas integrem o patrimônio da CONCESSIONÁRIA. Como exposto na Resposta III, não se admite a detenção das usinas por arrendamento ou locação, de modo que não serão aceitos, em substituição à propriedade, a cessão da posição contratual, a opção de compra em favor do Município ou outro mecanismo equivalente.

A previsão de que os direitos decorrentes desses contratos integrariam os bens reversíveis não basta, por si só, para assegurar a reversibilidade, pois sua eficácia ao



fim da concessão dependeria do prazo, da titularidade, da exclusividade e das condições de transferência ajustadas com o proprietário. Pelo Título VII do Caderno de Encargos, extinta a concessão, retornam ao PODER CONCEDENTE os bens reversíveis implantados pela CONCESSIONÁRIA, em reversão gratuita e automática, com os bens em perfeitas condições de operacionalidade, utilização e manutenção, e livres de quaisquer ônus ou encargos. A indenização restringe-se aos investimentos excepcionais realizados com autorização do PODER CONCEDENTE e ainda não amortizados.

Resposta VI:

Conforme explicitado na resposta III, não se admite que a SPE detenha as usinas por contrato de arrendamento ou de locação de equipamentos firmado com terceiros. As unidades geradoras devem ser implantadas pela CONCESSIONÁRIA e integrar o seu patrimônio, de modo a reverter ao PODER CONCEDENTE ao final da concessão.

Resposta VII:

Sim. As usinas vinculadas ao contrato são dedicadas exclusivamente às unidades consumidoras do Município, e não haverá outros beneficiários no SCEE. A usina é implantada para atender a demanda do PODER CONCEDENTE, e o Anexo 2 – Caderno de Encargos obriga a CONCESSIONÁRIA a garantir a geração mínima anual de 3.802.305 kWh e a geração e compensação de 100% da demanda durante toda a vigência da concessão. A CONCESSIONÁRIA é responsável pela gestão da compensação dos créditos de energia elétrica do PODER CONCEDENTE e pelo cadastro e regularização das unidades consumidoras relacionadas no Apêndice A do termo de referência.

A exclusividade também decorre da modalidade de compensação adotada. Nos termos da Lei nº 14.300/2022 e da regulamentação da ANEEL (Resolução Normativa nº 1.000/2021, com as alterações da Resolução Normativa nº 1.059/2023), no autoconsumo remoto a unidade geradora e as unidades beneficiárias são de mesma titularidade e atendidas pela mesma distribuidora. Como a unidade geradora será cadastrada em nome do Município, os créditos só podem ser alocados às unidades consumidoras do Município. A destinação de créditos a outros beneficiários configuraria outra modalidade, como a geração compartilhada, que não integra o objeto da



concessão. Os créditos excedentes, quando houver, permanecem em favor do Município, dentro do prazo de validade previsto na regulamentação, e não podem ser comercializados pela CONCESSIONÁRIA.

A parcela remuneratória mensal (PRM) remunera exclusivamente os serviços prestados ao PODER CONCEDENTE, em benefício das suas unidades consumidoras. A CONCESSIONÁRIA não poderá usar a capacidade das usinas vinculadas ao contrato para atender outros consumidores. Ao final da concessão, as usinas retornam ao PODER CONCEDENTE como bens reversíveis, nos termos do Título VII do Anexo 2, já dedicadas ao atendimento das unidades consumidoras do Município.

Resposta VIII:

Em atenção ao questionamento sobre a modalidade de enquadramento (GD I, GD II ou GD III), as premissas tarifárias adotadas no cálculo do limite mensal e a aplicabilidade da REN ANEEL nº 482/2012, esclarece-se o que segue.

O modelo de dimensionamento que fundamenta o Plano de Negócios de Referência foi estruturado em dois períodos, o de investimento e o de reinvestimento. No investimento inicial, está prevista a implantação de unidade geradora fotovoltaica com potência de 2.588 kWp. No reinvestimento, previsto para o 12º ano de contrato, há um acréscimo de 260 kWp, necessário para manter a geração mínima contratada diante da degradação dos módulos ao longo da concessão. A potência total instalada ao final do período é, portanto, de 2.848 kWp, conforme o Termo de Referência. Os custos de CAPEX e a evolução do OPEX decorrentes desse incremento estão apresentados no Plano de Negócios de Referência.

Quanto à modalidade de enquadramento, o objeto da concessão compreende o dimensionamento, a implantação, a operação e a manutenção de novas unidades geradoras. Por esse motivo, o enquadramento como GD I foi descartado. A Lei nº 14.300/2022 reserva essa modalidade às unidades já existentes e àquelas cuja solicitação de acesso tenha sido protocolada até 6 de janeiro de 2023. Esse prazo de transição já se encerrou, não havendo direito adquirido aplicável a usinas ainda não implantadas. Assim, o dimensionamento e a formação dos custos do Plano de Negócios consideraram o porte das usinas e o enquadramento correspondente em GD II ou GD



III, aplicando-se as regras tarifárias próprias de cada modalidade. O Termo de Referência prevê minigeração distribuída, com unidades de potência de até 3,0 MW.

No tocante às premissas tarifárias, as componentes consideradas para cada enquadramento seguem a Lei nº 14.300/2022 e a REN ANEEL nº 1.059/2023. No enquadramento em GD II, a TUSD Fio B incide em percentual escalonado e crescente, com transição prevista até 2028, e a TUSD Fio A não incide durante essa transição. No enquadramento em GD III, a TUSD Fio B incide integralmente, a TUSD Fio A incide em percentual parcial definido pela legislação, e os encargos setoriais, como a TFSEE e os recursos de P&D, incidem conforme a regra aplicável.

Por fim, informa-se que não foram consideradas as regras da REN ANEEL nº 482/2012, por se encontrar revogada. O cálculo adotou o marco regulatório vigente que a substituiu, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023, em conjunto com a Lei nº 14.300/2022 e o Módulo 3 do PRODIST, todos referenciados no Termo de Referência. Conclui-se, assim, que o limite mensal foi calculado com base em enquadramento compatível com o marco legal vigente, com as tarifas e os encargos correspondentes, sem aplicação de qualquer regra do regime anterior.

Resposta IX:

O enquadramento como GD I não é admitido para esta concessão. A Lei nº 14.300/2022 o reserva às unidades existentes e àquelas com solicitação de acesso protocolada até 6 de janeiro de 2023, e as usinas aqui previstas são novas. Por isso, a garantia do art. 26, que se estende até 31 de dezembro de 2045, não se aplica ao empreendimento, e não há período remanescente em que as regras anteriores deixem de valer.

O Plano de Negócios de Referência foi elaborado com base nas regras de GD II e GD III, nos termos da Lei nº 14.300/2022 e da REN ANEEL nº 1.059/2023. Para essas modalidades, o art. 17 da Lei prevê que, a partir de 2029, a compensação passa a seguir a valoração dos custos e dos benefícios da geração distribuída a ser definida pela ANEEL. Trata-se de evento previsto em lei, e o Plano considerou a regra vigente e a transição legalmente estabelecida. Eventual alteração decorrente da regulamentação futura será tratada conforme o Contrato e a Matriz de Riscos.



Resposta X:

O questionamento parte da premissa de aproveitamento de usinas já existentes, enquadradas no regime de transição da Lei nº 14.300/2022, cuja titularidade seria transferida ao Município. Essa hipótese não se aplica ao presente certame. Conforme exposto na Resposta I, não se admite que a geração mínima seja atendida por usinas já implantadas ou em implantação, sendo obrigatória a implantação de novas unidades geradoras pela CONCESSIONÁRIA, após a assinatura do CONTRATO.

As novas unidades geradoras não se enquadram no regime de transição, de modo que não haverá transferência de titularidade de unidade geradora preexistente nem direito de transição a ser preservado. Por consequência, não se configura o risco de a distribuidora deixar de reconhecer esse direito, não havendo alocação a ser definida na Matriz de Riscos.

Resposta XI:

A definição do método de implantação, operação e manutenção da UFV é de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, desde que obedecidos os prazos e datas definidos pelo EDITAL, CONTRATO e seus ANEXOS.

A definição da potência e da configuração das unidades cabe à CONCESSIONÁRIA, que também responde pelos estudos, pela solicitação de acesso e pela vistoria junto à distribuidora, devendo observar a regulamentação aplicável, inclusive o Módulo 3 do PRODIST.

Na análise de eventual proposta com múltiplas centrais, serão considerados os critérios definidos pela regulamentação e pela distribuidora no processo de conexão. Entre eles estão a autonomia técnica e operacional de cada central, com ponto de conexão, medição e projeto próprios, a existência de finalidade técnica ou locacional que justifique a separação e a inexistência de compartilhamento de infraestrutura de conexão ou de vínculo entre as unidades que caracterize uma única central.

Resposta XII:

Em relação ao reequilíbrio econômico financeiro, se ficar demonstrado que tais alterações supervenientes na legislação ensejam um desequilíbrio contratual, a Concessionária fará jus à recomposição, sem incidência de sanção ou desconto de



desempenho. Desta forma, deverá ser analisado, no caso concreto, o preenchimento dos requisitos previstos no Anexo IV do Edital - Minuta do Contrato.

Resposta XIII:

A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar sua expertise técnica para realizar a gestão e a otimização do rateio dos créditos de energia elétrica entre as 288 unidades consumidoras, buscando maximizar o aproveitamento da energia gerada e evitar a expiração dos créditos dentro do prazo de validade aplicável.

Conforme disposto no item 2.1.11 do Anexo II – Caderno de Encargos, compete à CONCESSIONÁRIA atualizar, regularizar e consolidar o cadastro das unidades consumidoras, de modo a viabilizar a compensação dos créditos de energia.

Nesse contexto, a CONCESSIONÁRIA poderá propor e executar ajustes operacionais no rateio dos créditos, observados os critérios previamente alinhados com o PODER CONCEDENTE, a quem caberá anuir com as prioridades de alocação, considerando as necessidades atuais e futuras do Município, inclusive eventuais alterações de consumo e inclusão de novas unidades consumidoras.

Resposta XIV:

Os custos de conexão das usinas fotovoltaicas são de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA e deverão ser contemplados nos investimentos do projeto, com remuneração por meio da PRM. Por sua vez, os custos referentes à demanda contratada de geração são de responsabilidade do PODER CONCEDENTE, conforme estabelecido no item 3.2.1 do Termo de Referência, que prevê que esses valores não serão absorvidos pelo projeto, constituindo custos residuais de responsabilidade do Município.

Resposta XV:

Não. Reforça-se a resposta dada no questionamento III. Somado a isso, frisa-se que o item 15.4.1 do Edital exige que a contraprestação considere os custos de investimentos e a reversão dos bens. Na carta proposta econômica, inclusive (Modelo 7 do Anexo III), o licitante se compromete a fazer todos os investimentos.



No tocante ao questionamento sobre o financiamento, consigna-se que a declaração sobre financiamento é obrigatória, mas quem a assina é o próprio licitante (Modelo 15 do Anexo III), e não uma instituição financeira. A expressão “quando aplicável” dispensa a aptidão para financiamentos que ele não pretenda contratar.

Resposta XVI:

O Anexo 4 – Matriz de Riscos distingue duas hipóteses. A criação, extinção ou alteração de tributos ou encargos legais que tenham repercussão direta nas receitas e despesas da CONCESSIONÁRIA é risco da CONCESSIONÁRIA, assim como o seu planejamento tributário. Já a criação, extinção ou alteração de tributos ou encargos legais que incidam diretamente sobre os serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA ou sobre o OBJETO, ocorrida após a data de entrega das propostas e com comprovada repercussão direta sobre o equilíbrio econômico-financeiro do CONTRATO, é risco compartilhado, podendo ser aplicado o mecanismo de reequilíbrio em favor da CONCESSIONÁRIA ou do PODER CONCEDENTE.

Os efeitos da Reforma Tributária (EC nº 132/2023 e LC nº 214/2025) seguem essa sistemática. A alocação integral desse risco ao PODER CONCEDENTE seria uma proteção de mão única, pois a não cumulatividade do IBS e da CBS tende a permitir à CONCESSIONÁRIA aproveitar créditos hoje não recuperáveis, reduzindo custos sem necessariamente gerar acréscimo ao PODER CONCEDENTE. A medida cabível é a aplicação do mecanismo de reequilíbrio já previsto na Matriz de Riscos, caso a implementação da reforma gere impactos significativos e comprovados sobre o equilíbrio do CONTRATO, apurados no caso concreto.

Quanto aos contratos de locação de equipamentos, registre-se que a detenção das usinas por locação não é admitida, conforme a Resposta III.

Resposta XVII:

Confirma-se. A PRM e os indicadores de desempenho da Usina Fotovoltaica são apurados com base em parâmetros físicos e operacionais, como a energia gerada e injetada na rede e a disponibilidade das unidades geradoras. Não dependem do valor da economia obtida nas faturas de energia do Município. O ICMS sobre a energia compensada é encargo da relação entre o Município, titular das unidades consumidoras



beneficiárias dos créditos do SCEE, e a distribuidora. Por isso, integra os custos residuais de energia sob responsabilidade do Poder Concedente.

No Ceará, a isenção autorizada pelo Convênio ICMS nº 16/2015 está disciplinada no item 133.0 do Anexo I do Decreto Estadual nº 33.327/2019. Ela alcança apenas a micro e minigeração com potência instalada de até 1 MW, limite aferido pelo somatório das centrais geradoras do empreendimento, conforme o Parecer CECON nº 1833/2024 da SEFAZ-CE. A isenção não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda, aos encargos de conexão ou de uso do sistema de distribuição nem aos demais valores cobrados pela distribuidora. A análise de viabilidade considerou essas condições na estimativa dos custos residuais do Município.

Assim, a incidência ou não do ICMS sobre a energia compensada repercutirá exclusivamente nas faturas do Município. Isso vale inclusive para alterações da legislação estadual e para a transição ao IBS prevista na Reforma Tributária. Essas hipóteses não alteram a PRM nem os indicadores de desempenho da Concessionária e não configuram, por si sós, evento de reequilíbrio econômico-financeiro.

Resposta XVIII:

A expressão “e/ou” do item 20.2.2 do Edital confere ao LICITANTE a faculdade de comprovar a operação ou a manutenção de usina fotovoltaica de geração distribuída, isolada ou conjuntamente, não sendo exigida a comprovação cumulativa dessas atividades.

O Edital admite atestados emitidos por pessoas jurídicas de direito público ou privado e aceita somente aqueles em que o LICITANTE individual ou membro de CONSÓRCIO figure como responsável direto pela execução, implantação e/ou manutenção do empreendimento. O critério de aceitação é, portanto, a responsabilidade direta pela atividade atestada, e não a propriedade da usina. Somado a isso, os atestados devem atender aos demais requisitos do Edital.

Diante do exposto, o Município esclarece que se faz necessária apenas a retificação do item 2.9.2 do Anexo 2 do Contrato – Caderno de Encargos. Nesse sentido, a presente



Prefeitura de
Maracanaú



resposta é acompanhada da respectiva minuta de retificação. Os demais itens permanecem inalterados, por não demandarem ajustes.

Publique-se.

Cumpra-se.

Jéssica Macedo Nobre
Presidente da Comissão Especial de Licitações