

RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO EPE/SEGOV - Nº 01/2022

Avaliação, consolidação da modelagem final e aproveitamento dos estudos técnicos apresentados no Procedimento de Manifestação de Interesse – PMI nº 01/2021

Processo nº: 51/004418/2021

Requerente: Estado de Mato Grosso do Sul, por meio Escritório de Parcerias Estratégicas – EPE/SEGOV

Objeto do PMI: Elaboração e apresentação de estudos técnicos destinados à implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, com gestão de serviços de compensação de créditos para atender a demanda energética das estruturas físicas da Administração Pública, por meio de Parceria Público-Privada.

CONSIDERANDO os termos da Lei nº 5.829, de 09 de março de 2022, compete ao Conselho Gestor de Parcerias do Programa de Parcerias do Estado de Mato Grosso do Sul (CGP), dentre outras atribuições, aprovar projetos que envolvam contratos de parceria;

CONSIDERANDO o disposto no § 4º do art. 26 do Decreto nº 14.360, de 28 de dezembro de 2015, que atribui ao CGP a aprovação do Procedimento de Manifestação de Interesse (PMI);

CONSIDERANDO a Deliberação do CGPPP nº 26, de 22 de abril de 2021, que aprovou o Edital do Procedimento de Manifestação de Interesse (PMI) nº 01/2021 e constituiu o Grupo Técnico – GT para conduzir o procedimento, conforme dispõe o art. 23 do Decreto Estadual nº 14.360/15;

RESOLVE o Escritório de Parcerias Estratégicas – EPE, no exercício de suas atribuições conforme disposto no art. 5º, X, da Lei Estadual nº 5.829/22, e nos arts. 23 e 26, §2º, do Decreto Estadual nº 14.360/15, emitir o presente **RELATÓRIO** referente à avaliação, consolidação da modelagem final e aproveitamento dos estudos técnicos elaborados pela empresa Autorizada no âmbito do PMI nº 01/2021.

1. DO PROJETO

O Estado de Mato Grosso do Sul tem como uma de suas principais diretrizes o desenvolvimento e incentivo de parcerias estratégicas com a iniciativa privada para a realização de projetos inovadores, com o objetivo de melhorar a qualidade e a eficiência, direta e indireta, dos serviços públicos.

Nesse sentido, buscando a modernização na gestão dos bens públicos e a eficiência e economia no consumo de energia elétrica pela Administração Pública, bem como a utilização de matrizes energéticas sustentáveis, em 22 de abril de 2021 o CGPPP aprovou o Edital de Chamamento do Procedimento de Manifestação de Interesse (PMI) nº 01/2021, para elaboração dos Estudos Técnicos destinados implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, com gestão de serviços de compensação de créditos

para atender a demanda energética das estruturas físicas da Administração Pública, por meio de Parceria Público-Privada.

O presente projeto tem como premissas: o uso consciente de recursos naturais, com a implantação de medidas de sustentabilidade por meio de eficiência energética dos equipamentos públicos; a produção de energia com menores impactos ambientais; e a redução dos custos relativos ao consumo de energia.

Sabe-se que o Brasil, como signatário da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU), assumiu o compromisso de envidar esforços para a implementação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Dentre eles, o ODS nº 7, que preconiza propiciar o acesso confiável, sustentável e moderno a energia. Para tanto, uma das metas dessa ODS é a expansão, até 2030, da infraestrutura e modernização da tecnologia para o fornecimento de serviços de energia sustentável, particularmente nos países menos desenvolvidos. Nesse contexto é que surge a energia fotovoltaica como fonte energética limpa e sustentável, visto que se alimenta de luz solar, recurso natural limpo e renovável.

Diante desse compromisso internacional, cabe a todos os níveis de governo buscar alternativas modernas e sustentáveis de energia. Nesse sentido, no âmbito do Estado de Mato Grosso do Sul, foi instituída a Política Estadual de Sustentabilidade, por meio do Decreto Estadual nº 15.543/2020, que entre suas diretrizes prevê o compromisso de desenvolvimento sustentável através de soluções inovadoras que reduzam a pressão sobre os recursos naturais, propiciando um menor impacto socioambiental.

O projeto de PPP em questão tem o potencial de lançar Mato Grosso do Sul como destaque nacional nesse momento crucial de transição energética. Na Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, a COP-26, realizada em 2021, a Prefeitura de Recife/PE se destacou por um projeto que pretende implantar a energia solar em toda a rede de ensino municipal. O projeto sul-mato-grossense é ainda mais ambicioso e pretende atingir não somente toda a rede estadual de ensino, como outras unidades administrativas estaduais, a exemplo de unidades segurança e saúde. Frise-se que, na mesma conferência do clima, diversos países, como Reino Unido, Japão e Canadá, se comprometeram a popularizar a energia solar, restando clara a preocupação global com o tema.

Destaca-se, ainda, que a busca por fontes energéticas alternativas é crucial para o futuro, considerando que os reservatórios das hidrelétricas, principal fonte de energia brasileira, estão cada vez mais escassos. Um planejamento nesse sentido, buscando antever gargalos de um futuro próximo, deve ser um ponto de especial preocupação estatal.

Além de todo o contexto ambiental, a energia fotovoltaica possui impactos sociais positivos. Segundo dados da ABSOLAR, o Brasil registrou, desde 2012 até 2021, a criação de cerca de 330 mil empregos pelo setor solar. O país passou para a 7ª posição no ranking dos 10 países que mais geraram empregos no mundo em energia solar fotovoltaica em 2020, segundo a Agência Internacional de Energia Renovável.

Em resumo, o Projeto de Parceria Público-Privada, visando a implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, além de efetivar as metas ambientais internacionalmente assumidas pelo Brasil e os objetivos de desenvolvimento sustentável, irá potencializar o crescimento econômico e social do Estado de Mato Grosso do Sul, bem como antecipar ações estratégicas na área de eficiência energética.

2. DA LEGISLAÇÃO APLICÁVEL

- Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos;

- Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos;
- Lei Federal nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, que institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública;
- Lei Estadual nº 4.303, de 20 de dezembro de 2012, que institui o Programa de Parceria Público-Privada do Estado de Mato Grosso do Sul;
- Lei Estadual nº 4.610, de 18 de dezembro de 2014, que dispõe sobre a adoção do juízo arbitral para a solução de litígio em que o Estado de Mato Grosso do Sul seja parte;
- Decreto Federal nº 8.428, de 02 de abril de 2015, que dispõe sobre o Procedimento de Manifestação de Interesse;
- Decreto Estadual nº 6.030, de 14 de dezembro de 2015, que designa os membros do Conselho Gestor do Programa de Parcerias Público-Privada;
- Decreto Estadual nº 14.360, de 28 de dezembro de 2015, que regulamenta o Procedimento de Manifestação de Interesse no âmbito do Estado de Mato Grosso do Sul;
- Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências;
- Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada;
- Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências).

3. DO PROCEDIMENTO DE MANIFESTAÇÃO DE INTERESSE – PMI

O PMI é o procedimento administrativo por meio do qual o Poder Público oportuniza aos particulares interessados elaborar, por sua conta e risco, estudos técnicos ou projetos contendo levantamentos, investigações, dados, informações técnicas, opiniões fundamentadas, justificativas sobre a viabilidade, ou pareceres visando a estruturação de Parceria Público-Privada.

O procedimento está regulamentado pelo Decreto Estadual nº 14.360/15 e compreende as seguintes fases:

- i. Publicação do Edital de Chamamento Público: dá início ao procedimento, estabelecendo as diretrizes de participação e convocando eventuais interessados à apresentação de estudos ou projetos referentes ao objeto do PMI;
- ii. Autorização: ato administrativo pelo qual a Administração Pública autoriza os interessados a elaborar os estudos técnicos, uma vez atendidas as diretrizes predefinidas no instrumento convocatório;
- iii. Avaliação e seleção do estudo: a partir das diretrizes fixadas, os estudos técnicos elaborados pelas Autorizadas serão analisados pelo EPE ou por Grupo Técnico – GT, constituído especificamente para essa finalidade, conforme disposto no art. 23

do Decreto Estadual nº 14.360/15, o qual selecionará o estudo a ser aproveitado e definirá o percentual de ressarcimento, mediante a elaboração de parecer conclusivo;

- iv. Aprovação: o relatório conclusivo será submetido à apreciação do Conselho Gestor de Parceria – CGP, para deliberação acerca da aprovação do PMI.

3.1. Edital de Chamamento Público

O Edital de Chamamento Público do PMI nº 01/2021 foi publicado no DOE em 22 de abril de 2021, após sua aprovação mediante Deliberação nº 26/2021 do CGPPP.

Destacam-se como principais premissas dispostas no edital:

- Possibilidade de participação de pessoas físicas ou jurídicas de direito privado, ou grupo de pessoas, nacionais ou estrangeiras, mediante a apresentação de Requerimento de Autorização no prazo de 30 (trinta) dias contados da publicação do edital de chamamento;
- Autorização concedida com exclusividade a um único interessado;
- Prazo para apresentação dos estudos de até 90 (noventa) dias contados da publicação da Autorização;
- Ressarcimento do estudo selecionado apenas na proporção da parte aproveitada, observado o valor global bruto de R\$ 2.500.000,00 (dois milhões e quinhentos mil Reais).

3.2. Autorização

Nos termos do edital a Autorização foi concedida com exclusividade considerando os seguintes critérios de seleção: (i) Demonstração de Capacidade Técnica com peso de 60% na nota final; (ii) Apresentação de Plano de Trabalho para a execução dos estudos com peso de 40% na nota final.

Para avaliação da capacidade técnica, o interessado deveria apresentar:

- Até 5 (cinco) experiências relativas aos estudos de engenharia;
- Até 5 (cinco) experiências relativas aos estudos econômico-financeiros;
- Até 5 (cinco) experiências relativas à modelagem jurídica;
- Até 2 (duas) experiências relativas aos estudos ambientais;

A cada uma das experiências solicitadas, foi atribuída nota entre 0 (zero) e 10 (dez), considerando os critérios de aderência, contemporaneidade e abrangência.

Para avaliação do Plano de Trabalho, também foi atribuída nota entre 0 (zero) e 10 (dez) considerando os seguintes aspectos:

- Detalhamento do objeto dos Estudos Técnicos considerando o escopo definido no Anexo I - Termo de Referência;
- Exposição fundamentada demonstrando o conhecimento do objeto dos Estudos Técnicos abrangendo modelagem técnica, econômico-financeira, operacional, jurídico-institucional e indicação de soluções inovadoras;
- Cronograma físico das atividades a serem desenvolvidas indicando as datas de início e de conclusão de cada etapa e especificando produtos intermediários, quando houver, bem como a data final para a entrega dos Estudos Técnicos;
- Metodologia de execução das atividades para elaboração dos Estudos Técnicos;

- v. Relação da equipe técnica, que ficará vinculada à elaboração dos Estudos Técnicos, inclusive, com apresentação dos respectivos currículos profissionais dos membros da equipe técnica;
- vi. Previsão de dispêndio com os Estudos Técnicos, contendo tanto o valor total quanto o relativo a cada um dos cadernos especificados no Anexo I.

O prazo estabelecido no Edital de Chamamento para apresentação do Requerimento de Autorização acompanhado dos documentos elencados no subitem 6.3 do edital era de 30 (trinta) dias contados de sua publicação.

No prazo estabelecido foi apresentado requerimento pelas seguintes interessadas:

- Garin Infraestrutura Assessoria e Participações Ltda, representante do grupo formado pelas empresas Moysés & Pires Sociedade de Advogados e Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL;
- Integra Projetos e Consultoria Ltda, representante do grupo formado pelas empresas Amaral, Paes de Andrade e Figueiredo Advogados e Atta Energias Ltda; e,
- Instituto de Planejamento e Gestão de Cidades – IPGC.

Após análise dos documentos apresentados pelas interessadas, o grupo representado pela GARIN Infraestrutura, Assessoria e Participações Ltda, obteve a maior nota final (9,20), conforme Relatório de Análise da Autorização emitido em 11 de junho de 2021.

- A Autorização foi concedida mediante Deliberação do CGPPP nº 29, de 21 de junho de 2021.

3.3. Estudos técnicos

O Edital de Chamamento estabeleceu a apresentação dos estudos técnicos conforme a seguinte divisão de cadernos:

- Caderno 1 - Resumo Executivo do Projeto;
- Caderno 2 - Modelagem Técnica: Estudos de Demanda, Potencial Energético, Engenharia e Ambiental;
- Caderno 3 - Modelagem Econômico-Financeira: Viabilidade Econômico-Financeira;
- Caderno 4 - Modelagem Operacional: Indicadores de Desempenho e Alocação de Riscos;
- Caderno 5 - Modelagem Jurídico-institucional: Arranjo Institucional e Jurídico.

Os estudos técnicos elaborados pela Autorizada foram entregues em 22 de setembro de 2021.

4. RESSARCIMENTO

A Lei Federal n.º 8.987, de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime geral de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, em seu art. 21 trata do ressarcimento do estudo vencedor do PMI, fixando o seguinte:

Art. 21. Os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital.

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

A aplicação do art. 21 da Lei de Concessões no âmbito uma PPP, na modalidade de concessão administrativa, está prevista expressamente no art. 3º da Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004 (Lei das PPPs):

Art. 3º. As concessões administrativas regem-se por esta Lei, aplicando-se-lhes adicionalmente o disposto nos arts. 21, 23, 25 e 27 a 39 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e no art. 31 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995.

No Estado a regulamentação sobre o ressarcimento dos estudos apresentados no PMI vem disciplinada no art. 27 do Decreto nº 14.360/15:

Art. 27. Concluída a seleção dos estudos apresentados pelos interessados, aqueles que tiverem sido total ou parcialmente aproveitados para a modelagem final do projeto terão seus respectivos valores proporcionalmente ressarcidos pelo vencedor da licitação, conforme extensão de aproveitamento e de deliberação do CPPP, nos termos do art. 31 da Lei Federal nº 9074, de 7 de julho de 1995, e do art. 21 da Lei Federal nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995.

O Edital do PMI nº 01/2021, por sua vez, trata do ressarcimento dos estudos no capítulo 10, nos seguintes itens:

10.1 OS ESTUDOS TÉCNICOS efetivamente utilizados para subsidiar a estruturação da MODELAGEM FINAL e da respectiva licitação do PROJETO será ressarcido pelo vencedor do certame, dentro dos limites previstos nos itens 10.2 e 10.3 deste EDITAL e conforme deliberação do CGPPP, em observância ao disposto no art. 21 da Lei Federal nº 8.987/95 e no art. 27 do Decreto Estadual nº 14.360/15.

10.1.1. Em nenhuma hipótese será realizado ressarcimento diretamente pelo SOLICITANTE.

10.2. OS ESTUDOS TÉCNICOS serão ressarcidos apenas na proporção da parte aproveitada na MODELAGEM FINAL, observado o valor global bruto máximo de R\$ 2.500.000,00 (Dois milhões e quinhentos Reais), para os ESTUDOS TÉCNICOS.

Importante destacar que o grau final de aproveitamento dos estudos foi definido por meio da soma ponderada dos graus de aproveitamento de cada um dos cadernos, conforme pesos pré-estabelecidos no Edital e demonstrados na tabela abaixo:

CADERNO	PESO MÁXIMO
2 – Modelagem Técnica	30% do valor global
3 – Modelagem Econômico-Financeira	25% do valor global
4 – Modelagem Operacional	15% do valor global
5 – Modelagem Jurídico-Institucional	30% do valor global

Algebricamente, tem-se:

$$GA = 0,30 * C2 + 0,25 * C3 + 0,15 * C4 + 0,30 * C5$$

Em que:

GA = Grau de Aproveitamento do estudo;

C2 = Grau de aproveitamento do Caderno 2: Modelagem Técnica;

C3 = Grau de aproveitamento do Caderno 3: Modelagem Econômico-Financeira;

C4 = Grau de aproveitamento do Caderno 4: Modelagem Operacional;

C5 = Grau de aproveitamento do Caderno 5: Modelagem Jurídico-Institucional;

Para a determinação do grau de aproveitamento individual dos cadernos, cada um deles foi avaliado de acordo com o conteúdo mínimo exigido no edital para cada caderno, considerando 04 (quatro) níveis de aproveitamento, determinados com objetivo de reduzir a subjetividade característica desse tipo de avaliação, permitindo assim uma aferição mais objetiva.

Os possíveis graus de aproveitamento dos estudos seguiram a seguinte escala:

- Grau 1: 0% de aproveitamento (as informações não foram disponibilizadas);
- Grau 2: até 50% de aproveitamento (as informações foram disponibilizadas, porém com relevante necessidade de complementação);
- Grau 3: até 75% de aproveitamento; (as informações foram disponibilizadas com pouca necessidade de complementação);
- Grau 4: até 100% de aproveitamento (as informações foram disponibilizadas e aproveitadas na sua totalidade).

4.1. Grau de Aproveitamento por Caderno

A seguir apresentamos a avaliação de cada Caderno e seu grau de aproveitamento, considerando o disposto acima.

4.1.1. Caderno 2 – Modelagem Técnica - Estudos de Demanda, Potencial Energético, Engenharia e Ambiental

O caderno 2 apresentou soluções técnicas para a estruturação do Projeto e foi dividida em etapas interdependentes e imprescindíveis para a evolução e obtenção de resultados, portanto para melhor clareza a avaliação considerou-se cada subproduto apresentado individualmente conforme a seguir:

i. Diagnóstico, Estudo de Demanda e Potencial Energético

O diagnóstico e estudo de demanda foi elaborada a partir do consumo enviado pelas duas distribuidoras de energia locais, Energisa e Elektro contemplando a identificação de uso da unidade consumidora e sua localização.

A projeção da demanda foi adotada a “flat”, ou seja, fixa até o 23º ano de concessão, pois entendeu-se que apesar de possibilidades de haver alterações estruturais do governo o consumo de energia elétrica é constante.

Durante os levantamentos foi possível identificar as unidades consumidoras de alta, média e baixa tensão e assim definir as que seriam incluídas no projeto e dando a solução mais adequada para o projeto e apresentado alternativas para as UCs excluídas do projeto (média e alta tensão).

O grupo autorizado do PMI apresentou o Estudo de Potencial Energético apresentando 15 localidades no Estado onde a irradiação solar é maior e com base neste levantamento foi possível identificar uma média para dimensionamento do projeto. Ademais foi elaborado o

cálculo solarimétrico, estudo sobre a irradiância local, quantidade de horas de sol pleno, fontes de sombreamento

A exploração de receitas acessórias ficou constado não ser interessante o arranjo para a potência excedente.

Para estimativa de custo, entre outras considerações, foi disponibilizado pelas distribuidoras a localização das subestações, dentre outras.

ii. Estudos de Engenharia

Os estudos de engenharia foram elaborados utilizando-se das normas técnicas aplicáveis, contendo especialmente a escolha do terreno, a conectividade e o projeto referencial.

Para a escolha do terreno foi definido um dimensionamento de 3 hectares por MW mais 20%, a título de reserva legal. A prospecção e disponibilização será de responsabilidade da Concessionária das usinas, não obstante foi elencado ações para mitigar possíveis riscos de questões fundiárias.

Para a conectividade previu que as usinas de até 2,5 MW poderão ser lançadas na rede de distribuição de baixa tensão e, acima desta potência será lançada na rede de alta tensão.

Já o Projeto de engenharia trouxe as premissas estabelecidas no termo de referência além de mensuração dos custos de manutenção, operação e reinvestimentos.

iii. Estudos Ambientais

O grupo de consultoria autorizado para o PMI trouxe todos a arcabouço legal aplicável ao tema especialmente no que se refere a:

- Recursos Hídricos (outorga de uso de recursos hídricos)
- Áreas Protegidas: Área de Preservação Permanente – APP, Reserva Legal, Unidade de conservação
- Da Gestão Dos Resíduos Sólidos: Da destinação dos resíduos gerados
- Licenciamento Ambiental no âmbito federal, e estadual e municipal
- Autorização ambiental para supressão vegetal

Diante do exposto, considerando o conteúdo apresentado pela Autorizada na Modelagem Técnica - Estudos de Demanda, Potencial Energético, Engenharia e Ambiental observa-se que as informações foram apresentadas com completude total, o que resultou em 100% de aproveitamento.

4.1.2. Caderno 3 – Modelagem Econômico-Financeira: Viabilidade Econômico-Financeira

A análise do Caderno 3 (Modelagem Econômico-Financeira: Viabilidade Econômico-Financeira) resultou em avaliação detalhada conforme segue:

i. Apresentação dos Critérios de Avaliação

A análise da modelagem econômico-financeira considerou os seguintes documentos: “Caderno 3 – Econômico Financeiro” e planilhas “Modelo para Energia Fotovoltaica_Lote Governo” e “Modelo Financeiro – Sanesul 22.06”.

O material apresentado contém a análise de viabilidade econômico-financeira do projeto com base na metodologia de fluxo de caixa descontado.

Por parte da projeção das receitas do projeto, em particular a respeito dos estudos de demanda, foram consolidados os levantamentos realizados pela equipe técnica do

EPE/SEGOV, a respeito da demanda de energia elétrica (ano 2021) das unidades consumidoras de Administração direta e Indireta, bem como da Sanesul, dentro da área de concessão das distribuidoras Energisa e Elektro. As unidades consumidoras, e respectivos consumos, foram segmentados em alta tensão (Grupo A) e baixa tensão (Grupo B). Estudos preliminares indicaram que, no âmbito da PPP, a contraprestação pública por unidade produzida de energia do Grupo A seria superior ao custo atual por unidade de energia pago pelo Estado, razão pela qual essas unidades foram retiradas do escopo do projeto. As receitas acessórias não foram consideradas no projeto, partindo-se da premissa de que os eventuais excedentes de energia elétrica produzidos em relação ao consumo, serão creditados para as próprias unidades consumidoras do Governo e da Sanesul ao longo do tempo.

Em relação aos investimentos, foram adotadas as seguintes premissas:

- Aquisição de terrenos baseada em preços referenciais do INCRA/MS e dimensionamento (área por MW instalado) com base em práticas do mercado;
- Dimensionamento inicial das usinas fotovoltaicas, bem como reinvestimentos, levaram em conta o decaimento técnico de eficiência das placas fotovoltaicas ao longo do período da concessão;
- Reininvestimentos: parâmetros Empresa de Pesquisa Energética (EPE/MME);
- Kits fotovoltaicos e Mão de obra estudos Greener de janeiro 2022;
- Custo de conexão: média de projetos de usinas fotovoltaicas;
- Gastos ambientais: PPPs de energia fotovoltaica de Pernambuco.

Os investimentos foram apresentados em cronograma financeiro mensal e anual. Foi considerada a expansão da capacidade das usinas ao longo do tempo, tendo em vista o decaimento da eficiência ao longo do tempo. No entanto, não foi incorporado no modelo a eventual expansão de capacidade em função do perfil de consumo governamental, em razão das incertezas de longo prazo a respeito dessa variável. Tal expansão será tratada ao longo da execução do contrato. Foi adotado o critério de amortização linear dos investimentos.

Em relação aos custos operacionais e às despesas administrativas (OPEX), foram discriminadas nos seguintes itens: equipe da SPE, custos de operação e manutenção, despesas com seguros e garantias e despesas administrativas.

A equipe da SPE foi dimensionada levando em consideração a implantação de usinas nas áreas de concessão da Energisa e da Elektro, para cada um dos lotes (Governo e Sanesul). Os custos com serviços de operação e manutenção das usinas foram baseados nos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2050, da Empresa de Pesquisa Energética, do Ministério das Minas e Energia (EPE/MME), divulgado em janeiro de 2021. As despesas com seguros e garantias e as despesas administrativas foram baseadas em parâmetros de mercado.

Em relação à análise dos impactos tributários do projeto, foram comparados os regimes de tributação por lucro real e presumido, tendo as simulações realizadas no modelo financeiro indicado que o último é o mais adequado. Não foram considerados os benefícios fiscais do REIDI, em razão do não enquadramento do setor como um todo.

Para a análise da viabilidade econômico-financeira do projeto, as projeções de receitas e despesas foram estimadas em periodicidade mensal, sendo os fluxos de caixa decorrentes trazidas a valor presente por taxa mínima de atratividade calculada mediante a metodologia do custo médio ponderado de capital (WACC), adotando-se premissas corretas e atualizadas para todos os seus componentes.

As premissas de financiamento são adequadas ao perfil e porte do projeto, sendo os recursos de terceiros dimensionados dentro dos parâmetros exigidos pelos financiadores (*covenants*), em particular o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) de no mínimo 1,3.

O prazo da concessão de 23 anos foi definido em função do período estabelecido pela Lei 14.300/2021, durante o qual os projetos com solicitação de acesso ao sistema de compensação anterior a 07/01/2023 gozam dos benefícios da regra atual (direito adquirido).

Os valores foram consolidados em demonstrativo de resultado de exercício, balanço patrimonial e demonstrativo de fluxo de caixa, conforme as diretrizes ICPC-01 e OCPC-05, apresentados em periodicidade mensal e anual.

Por fim, levando em conta os critérios de avaliação do conteúdo dos cadernos estabelecido no Termo de Referência do Edital do PMI 01/2021, em particular a completude de estruturação das planilhas e elaboração do Caderno Econômico-Financeiro, deve ser registrado que a análise da viabilidade econômico-financeira do projeto foi subsidiada por documentos e conhecimentos da equipe técnica do Estado em proporção imprescindível para a conclusão dos trabalhos.

Diante do exposto, considerando o conteúdo apresentado pela Autorizada na modelagem econômico-financeira observa-se que as informações foram apresentadas com completude parcial, com necessidade de complementação, o que resultou em **75% de aproveitamento**.

4.1.3. Caderno 4 – Modelagem Operacional

Para desenvolvimento do modelo operacional a Autorizada realizou uma análise de benchmarking para comparar os indicadores de desempenho de usinas atualmente em operação ou em instalação com os indicadores que serão adotados nesta modelagem, com vistas não apenas a justificar o padrão adotado para o Projeto, como também a fim de incentivar e aprimorar a utilização de melhores práticas para a gestão do Contrato. Os projetos estudados foram os dos Estados de Piauí e Pernambuco e do Município de São Paulo.

Foram definidos indicadores de desempenho que implicará diretamente na remuneração da Concessionária em 30% da contraprestação mensal a ser pago conforme mecanismo estabelecido no contrato. A contraprestação será reajustada anualmente pelo IPCA.

Operacionalmente a concessão foi dividida em duas etapas, a de preparação que consiste na aprovação do Plano de Implantação e do Plano Operacional pelo Poder Concedente e na emissão de parecer de acesso favorável por parte da distribuidora e a segunda etapa de implantação das usinas.

Foram detalhados todos os aspectos técnicos de gestão e monitoramento da concessão, gestão energética, operação e manutenção das usinas fotovoltaica.

i. Relatório de Análise de riscos

O Autorizado apresentou o relatório contendo mapeamento e a identificação objetiva dos riscos, bem como indicou e analisou as medidas mitigadoras que devem ser observadas para evitar sua ocorrência ou reduzir seu impacto negativo no PROJETO. No relatório está presente a categorização dos riscos a partir dos critérios abaixo:

- a) Quanto ao nível: Macro: riscos exógenos, meso: riscos endógenos e Micro: riscos endógenos ao PROJETO e tem foco nas características das partes envolvidas (*party-related*).
- b) Quanto à forma de mitigação: Cobertura contratual, seguráveis e Cobertura por derivativos.
- c) Quanto a probabilidade de ocorrência: Provável: elevada possibilidade de ocorrência, Possível: baixa possibilidade de ocorrência e improvável: rara possibilidade de ocorrência.
- d) Quanto à escala de impacto do risco: Alto: aponta para a necessidade de especificação de plano de ação e responsabilidade, Médio: aponta para a necessidade de monitoramento

específico ou procedimento de resposta e especificação de responsabilidade e Baixo: aponta para a necessidade de procedimento de rotina.

e) Quanto à responsabilidade do risco: Poder Público, Privado e Compartilhado.

f) Com os critérios definidos a Autorizada apresentou também a matriz de riscos identificando: (i) a categoria do risco, (ii) a probabilidade de sua ocorrência; (iii) o impacto em relação ao objeto do PROJETO; (iv) qual das partes do contrato possui melhores condições de gerenciar ou suportar este risco; e, (v) mecanismo contratual para dar concretude a esta alocação.

ii. Indicadores de desempenho

Neste caderno apresentou um capítulo descrevendo detalhadamente o mecanismo de acompanhamento da qualidade e do desempenho da SPE, que comporá um dos anexos da Minuta de Contrato, estruturado em termos de indicadores de desempenho. O mecanismo de acompanhamento de cada indicador contém os seguintes itens: descrição detalhada, forma de aferição, determinação matemática de seu cálculo, periodicidade de medição e práticas de rastreabilidade, controle e acompanhamento.

Os indicadores de desempenho compõem notas globais e parciais com reflexo no cálculo da contraprestação proposta.

iii. Pagamento e Obrigações

Apresentou a descrição do mecanismo de pagamento e todos os procedimentos e cálculos para determinação do valor pago a SPE, como contraprestação das atividades descritas no documento de obrigações e consideração do resultado das avaliações de desempenho como fator chave para definição do valor devido.

Ainda neste tópico apresentou descrição detalhada dos encargos da SPE de maneira a compor um sistema de obrigações a serem inseridas no contrato, inclusive contendo as penalidades pelo seu descumprimento.

Diante do exposto, considerando o conteúdo apresentado pela Autorizada na modelagem operacional: indicadores de desempenho e alocação de riscos observa-se que as informações foram apresentadas com completude total, o que resultou em 100% de aproveitamento.

4.1.4. Caderno 5 –Modelagem Jurídico-Institucional

Os estudos apresentados apontam as soluções jurídicas e institucionais necessárias à implementação do Projeto de Parceria Público-Privada visando a implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, com gestão de serviços de compensação de créditos para atender a demanda energética das estruturas físicas da Administração Pública, abordando os seguintes aspectos:

i. Mapeamento dos agentes que tenham interesses e responsabilidades na condução do Projeto, incluindo:

- Classificação dos atores, tanto públicos quanto privados, e sua descrição em termos de: grau de relevância; grau de adesão (concordância); forma com que serão afetados pelo Projeto; e, proposta de abordagem para seu engajamento;
- Mapa de *stakeholders* (partes interessadas) e produção de Plano de Gerenciamento de *stakeholders*; e
- Modelo de governança e interação entre os atores selecionados durante a estruturação do Projeto e após a assinatura do contrato visando ao alcance dos objetivos do Projeto.

Em relação ao mapeamento dos agentes que tenham interesses e responsabilidade na condução do projeto, a Autorizada classificou os *stakeholders* em privados e públicos enumerando os seguintes agentes:

- Agentes privados: Fabricantes de placas solares; Desenvolvedores de projetos/integradores de sistemas fotovoltaicos; Startups e novos negócios; Operação e manutenção - O&M (empresas que oferecem serviços de operação e manutenção dos sistemas ou usinas fotovoltaicas); Instituições Bancárias; Agentes privados envolvidos em projetos de PPP de fotovoltaica (benchmarking sobre quais players que participaram de licitações para projetos de PPP de geração e distribuição de energia solar fotovoltaica);
- Agentes Públicos: Secretaria de Estado de Administração e Desburocratização – SAD; Secretaria de Estado de Infraestrutura de Mato Grosso do Sul – SEINFRA; Superintendência de Energia, vinculada à SEINFRA; Empresa de Saneamento Básico de Mato Grosso do Sul S.A. – SANESUL; Distribuidoras de Energia – Energisa e Elektro, e Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul – AGEMS.

O conteúdo exposto no mapeamento é objetivo e evidencia conhecimento aprofundado da legislação federal e estadual, atendendo ao solicitado de maneira satisfatória.

O modelo de governança e interação abrange desde a fase de aprovação dos Estudos Técnicos até a futura seleção da concessionária e assinatura do respectivo contrato, além de monitoramento contínuo dos agentes envolvidos.

O estudo traz ainda arrazoado quanto às competências da AGEMS, no qual evidencia de forma objetiva que os serviços objeto do Projeto (implantação, manutenção e operação de Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica), não fazem parte do rol de serviços regulados pela AGEMS, pois não se confundem com os serviços de “energia elétrica” disposto alínea “f”, do inciso I, do artigo 4º, da Lei Estadual nº 2.363/01.

Nesse sentido vale destacar que os serviços de energia elétrica citados na referida Lei dizem respeito ao fornecimento do insumo à população como um todo de forma direta, enquanto os serviços objeto do Projeto correspondem ao atendimento de demanda energética da Administração Pública, no qual o próprio Estado é o usuário dos serviços prestados.

Quanto a forma de interação entre os principais entes identificados, foi apresentado fluxograma da relação entre as organizações e organograma dos agentes envolvidos, demonstrando assim todo fluxo da execução contratual, bem como a distribuição de competências.

ii. Desenho do arranjo institucional, incluindo todos os entes públicos envolvidos no Projeto, contendo:

- Apresentação das competências de cada organização;
- Desenho de fluxograma da relação entre as organizações.

O desenho do arranjo institucional apresentado observa a atual estrutura de governo, contemplando os seguintes agentes públicos e privados relacionadas ao objeto do Projeto: SAD, SEINFRA; Superintendência de Energia, SANESUL, Verificador Independente e Distribuidoras de Energia.

O arranjo institucional trata das competências e atribuições de cada um dos agentes elencados de forma detalhada e devidamente fundamentada, demonstrando ainda a estrutura organizacional dos principais agentes.

iii. Análise jurídica da legislação relativa ao Projeto.

Na elaboração da modelagem jurídica foram analisadas as principais normas referentes a: contratações públicas, concessão comum, parcerias público-privadas, contratação sob o regime da Lei Geral de Licitações (Contrato de Locação), e Nova Lei Geral de Licitações (Contrato de Fornecimento e Prestação de Serviço Associado), demonstrando ao final a modelagem mais adequada para a implementação do Projeto.

Além disso, foram analisados os principais normativos que tratam do regime jurídico e regulatório aplicável à micro e minigeração distribuída, especialmente a Resolução Normativa (ANEEL) nº 482/2012 e alterações incorporadas pelas Resoluções Normativas nº 687/2015 e nº 786/2017; a Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica – PRODIST, e a Resolução Normativa (ANEEL) nº 1.000/2021, que regulamenta as condições gerais de fornecimento de energia elétrica para unidades consumidoras.

Foram abordados ainda: os principais aspectos relacionados à Potência Instalada; os Mecanismo de Compensação de Créditos; Modalidade de Exploração de Micro e Minigeração Distribuída; Classificação das Unidades Consumidoras e Relacionamento Operacional com as Distribuidoras; Procedimentos para Solicitação de Acesso; e demais aspectos relevantes ao Projeto, sob a perspectiva regulatória.

Por fim, ressalta o enquadramento do Projeto como Autoconsumo Remoto, destacando as principais exigências regulamentares aplicáveis.

A análise jurídica exposta evidencia conhecimento aprofundado da legislação pertinente, atendendo ao solicitado no edital e seus anexos.

iv. Elaboração de Plano de Ações descrevendo as atividades a serem implementadas visando a publicidade e divulgação do Projeto, tais como Consulta e Audiência Pública, *market sounding*, *roadshow*, dentre outros.

O plano de ações demonstra a estratégia de governança a ser adotada e prevê medidas proativas para priorizar a disseminação de informações entre os *stakeholders*.

Foram apresentadas as atividades relativas a cada uma dessas etapas de estruturação do Projeto, bem como definida a estratégia de governança e interação com *stakeholders* abrangendo o monitoramento contínuo de cada interessado no Projeto, desde a fase de aprovação dos estudos técnicos que subsidiarão a concessão, até a seleção da futura concessionária e assinatura do respectivo contrato.

Destacamos a seguir as principais ações para cada etapa:

- Aprovação dos estudos técnicos: publicação de nota pública noticiando a aprovação dos estudos técnicos e divulgando as próximas etapas de implantação do Projeto e encaminhamento de relatórios completos e resumos executivos aos principais *stakeholders*;
- Período de Consulta Pública e realização de Audiência Pública: realização de audiência na capital do Estado de Mato Grosso do Sul; apresentação de material explicativo, de acordo com cada público-alvo (investidores, financiadores, operadores de concessões, usuários) e, de acordo com cada região de implantação do Projeto, e divulgação com antecedência à realização da audiência pública; e, possibilitar o envio de contribuições e sugestões por meio eletrônico, para ampliar participação de interessados e da sociedade civil;
- Realização reuniões, *roadshows* e *workshops* de divulgação do Projeto;
- Divulgação do resultado dos documentos que embasaram o Projeto;

- Ampla divulgação da licitação pelos meios oficiais de publicação, bem como por meio das principais mídias do país;
 - Realização da licitação com o apoio da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, para maximizar divulgação do Projeto.
 - Fase pós contratação: divulgação das etapas iniciais de execução da Concessão, para conhecimento do público e acompanhamento e divulgação dos trabalhos iniciais em andamento na Concessão, e benefícios já observados com a implantação do Projeto.
- v. Apresentação do modelo editalício para licitação do Projeto, incluindo a exposição das razões que levaram a opção do modelo, bem como:**
- Nota jurídica descrevendo as regras da licitação e o atendimento à legislação vigente;
 - Apresentação de Minuta de Edital e seus anexos contendo todas as regras necessárias e suficientes para viabilizar a licitação do Projeto.

Na modelagem apresentada a Autorizada abordou de maneira satisfatória os seguintes temas: Contratação sob o regime da Lei Geral de Licitações nº 8.666/93; Multiplicidade de Editais e Contratos correspondendo ao números lotes a serem definidos; Modalidade de Licitação; Critérios de Julgamento; Habilitação e possibilidade de utilização do Cadastro Geral de Fornecedores do Mato Grosso do Sul; Habilitação Jurídica necessária; Documentos relativos à regularidade fiscal e trabalhista; Comprovação de Qualificação Técnica e *benchmarking* de projetos no setor; Qualificação econômico-financeira; Dinâmica da licitação; e as Condições prévias à assinatura do Contrato.

A Autorizada apresenta ainda exposição sobre o modelo de contratação escolhido, Concessão Administrativa, modelo de contratação pelo qual a Administração Pública é a usuária direta ou indireta do serviço delegado, o que se adequa ao objeto do presente Projeto uma vez que os serviços em questão são de interesse público, e não um serviço público, haja vista que tem por objetivo atender a demanda energética das estruturas físicas da própria Administração Pública Estadual.

Foi apresentado ainda pesquisa de *benchmarking* sobre os modelos que vêm sendo adotados para a contratação de projetos semelhantes demonstrando que a Concessão Administrativa é o modelo mais adequado.

vi. Apresentação do modelo contratual adotado, apontando os fundamentos que levaram a opção do modelo jurídico adotado, incluindo:

- Nota jurídica problematizando os modelos contratuais disponíveis e indicando aquele que melhor atenda aos interesses do Estado;
- Elaboração de minuta de Contrato e seus anexos, que consolide o modelo com maior capacidade de implementar os interesses do Estado.

Em relação ao modelo contratual a nota jurídica trata dos seguintes pontos: Vigência Contratual; Licenças ambientais e autorizações necessárias à implantação do Projeto; Responsabilidade pela seleção das áreas para implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica; Forma de remuneração da Concessionária e possibilidade de exploração de Receitas Acessórias; Auxílio de Verificador Independente; Contratação de Seguros necessários; Exigência de Garantia de Execução do Contrato; Estrutura de Garantia a ser prestada pelo Poder Concedente; Mecanismos de Reequilíbrio Econômico-Financeiro do contrato; Formas de extinção Contratual; e Mecanismos de Solução de Conflitos.

Diante do exposto, considerando o conteúdo apresentado pela Autorizada na modelagem jurídico-institucional observa-se que as informações foram apresentadas com completude e profundidade sendo aproveitadas em sua totalidade, o que resultou em **100% de aproveitamento**.

4.2. Consolidação

CADERNO	PESO MÁXIMO	GRAU DE APROVEITAMENTO
2 – Modelagem Técnica	30%	100%
3 – Modelagem Econômico-Financeira	25%	75%
4 – Modelagem Operacional	15%	100%
5 - Modelagem Jurídico-Institucional	30%	100%
Percentual Total	100%	93,75%

5. DA MODELAGEM DEFINITIVA

A seguir destacamos os principais aspectos da modelagem definitiva em cada área:

5.1. Modelagem Técnica

A Modelagem Técnica do projeto para implantação, manutenção e operação de centrais de energia elétrica fotovoltaica, com gestão de serviços de compensação de créditos para atender a demanda energética das estruturas físicas da Administração Pública, por meio de Parceria Público-Privada Administrativa possui temas bastante diversos, incluindo de aspectos técnicos de engenharia a complexos conceitos do setor elétrico. A seguir discorrerá os temas abordados neste caderno.

5.1.1. Potencial Energético

A modalidade de autoconsumo remoto escolhida para o projeto permite que a usina seja construída em qualquer terreno dentro da região de atendimento da distribuidora local à qual serão contabilizados os créditos de geração.

Para calcular a irradiação solar anual foram analisadas 15 diferentes regiões do Estado, com dados obtidos pelo Atlas Global Solar, conforme a tabela abaixo.

Região	Coordenada de referência	Irradiação global horizontal anual (kWh/m²)	Fator de geração (monofacial) [kWh/kWp]	Fator de geração (Tracker) [kWh/kWp]	Fator de geração (Bifacial) [kWh/kWp]
Dourados	-22.220614°, -054.812208°	1917,1	1626,9	1887,2	2038,2
Três Lagoas	-20.78668°, -051.706125°	1998,8	1683,5	1952,9	2109,1
Campo grande	-20.464017°, -054.616295°	1954,3	1643,2	1906,1	2058,6
Coxim	-18.504915°, -054.745025°	1986,6	1646,7	1910,2	2063,0
Chapadão do Sul	-18.794905°, -052.619951°	1960,7	1660,2	1925,8	2079,9
Paranaíba	-19.675197°, -051.187499°	2013,2	1689,3	1959,6	2116,4
Sidrolândia	-20.936104°, -054.964026°	1958,8	1652,0	1916,3	2069,6
Maracaju	-21.616301°, -055.164605°	1926,6	1622,1	1881,6	2032,2
Corumbá	-19.001637°, -057.653432°	1950,2	1616,1	1874,7	2024,7
Naviraí	-23.062215°, -054.201832°	1893	1607,7	1864,9	2014,1
Nova Andradina	-22.247757°, -053.348062°	1923,6	1634,0	1895,4	2047,1
Ivinhema	-22.302254°, -053.827601°	1924,8	1634,9	1896,5	2048,2
Aquidauana	-20.473969°, -055.782137°	1963,8	1635,2	1896,8	2048,6
Jardim	-21.479941°, -056.148902°	1935,9	1622,2	1881,8	2032,3
Iguatemi	-23.673555°, -054.563731°	1867,4	1592,6	1847,4	1995,2

Irradiação solar anual. Fonte: Global Solar Atlas.

Para fins de estruturação técnica do projeto, foi considerado o fator de geração bifacial tracker médio anual de 2.051,80 kWh/kWp retirando a perda de 2,5% das placas solares do primeiro ano 2000,5kWh/kWp.

5.1.2. Demanda do Estado

O Estado de Mato Grosso do Sul é atendido por duas distribuidoras de energia elétrica, a Energisa e a Elektro. A Energisa atua em 74 municípios enquanto a Elektro realiza o atendimento de apenas 5 municípios do Estado (Anaurilândia, Brasilândia, Santa Rita do Pardo, Selvíria e Três Lagoas).

Para observar a necessidade energética, as análises de consumo e demanda foram divididas entre Governo e Sanesul. Somente as unidades consumidoras de baixa tensão foram contempladas no projeto.

Em síntese, em 2021, o consumo do Governo foi de 27.438.030 kWh e o da Sanesul 15.476.342 kWh, conforme tabela abaixo:

Poder Concedente	Consumo 2021 (kWh)
Governo	27.438.030
Sanesul	15.476.342

Consumo do Governo e da Sanesul em 2021

O Governo paga, em média, R\$ 0,72 por kWh na Elektro e R\$ 0,83 por kWh na Energisa. A Sanesul paga, em média, R\$ 0,80 por kWh na Elektro e R\$ 0,91 por kWh na Energisa. As tarifas analisadas representam o preço da energia sem o acréscimo de impostos, como explicitado no Caderno 3 – Modelagem Econômico-financeira.

Governo	
Elektro	2021
Consumo (kWh)	1.459.581
Total (R\$)	1.055.669
Tarifa média (R\$/kWh)	0,72
Energisa	
Consumo (kWh)	25.978.449
Total (R\$)	21.610.096,43
Tarifa média (R\$/kWh)	0,83

Tarifa média Governo, 2021

Sanesul	
Elektro	2021
Consumo (kWh)	1.759.509
Total (R\$)	1.378.733
Tarifa média (R\$/kWh)	0,80
Energisa	
Consumo (kWh)	13.716.833
Total (R\$)	12.527.466
Tarifa média (R\$/kWh)	0,91

Tarifa média Sanesul, 2021

Para dimensionar a demanda de energia do Estado, utilizou-se como referência o consumo do ano de 2021, optando-se por descartar os dados de 2020 devido à distorção provocada pela pandemia da Covid-19.

A geração de energia esperada foi definida considerando o consumo de 2021 das duas distribuidoras subtraindo-se o custo de disponibilidade pago à cada distribuidora. Tal custo de disponibilidade é conhecido como consumo mínimo mensal que, mesmo se não for atingido, deverá ser pago às concessionárias para remunerar a disponibilidade do sistema para determinada Unidade Consumidora.

O custo de disponibilidade é determinado pela Resolução Normativa n. 414/2010 da ANEEL. A quantidade a ser paga é diferenciada conforme o tipo de ligação do cliente. Nas ligações monofásicas será cobrado o equivalente ao consumo de 30 kWh; das bifásicas o equivalente a 50 kWh; e as trifásicas o equivalente a 100 kWh.

O consumo em 2021 foi de 27.438.030 kWh pelo Governo e de 15.476.342 kWh para a Sanesul. Já a quantidade de kWh, referente ao custo de disponibilidade, totaliza 1.454.810 kWh para o Governo e de 530.740 kWh para a Sanesul. Portanto, a demanda contratada inicial será de 25.983.220 kWh para o Governo e 14.945.602 kWh para a Sanesul, conforme tabela a seguir.

	Governo (kWh)	Sanesul (kWh)
Consumo Energisa + Eletro 2021 (kWh)	27.438.030	15.476.342
Disponibilidade no Sistema (kWh)	1.454.810	530.740
Demanda de atendimento para a PPP (kWh)	25.983.220	14.945.602

Demanda energética Governo e Sanesul

A forma de contratação da demanda será uma ‘curva *flat*’ portanto considera-se a produção constante de energia das usinas fotovoltaicas ao longo dos 23 anos da concessão.

5.1.3. Engenharia

5.1.3.1. Parâmetros de Engenharia

Para atender a demanda de energia do Governo, no ano 1 de operação, deverá ser gerado 25.983.220 kWh, enquanto para Sanesul deverá ser gerado 14.945.602 kWh. Para o projeto referencial foi necessário elaborar estimativas de dimensionamento de capacidade, desempenho, investimento e custos.

A produção de energia foi estimada a partir do fator de geração bifacial 2.051 kWh/kWp por ano, sendo a média de irradiação solar das 15 regiões do Estado, disponível no Altas Global Solar. Para o cálculo de geração da usina, retirou-se os 2,5% de perda das placas fotovoltaicas no ano 1, dessa forma, o fator de geração esperado da usina é de 2.000,5 kWh/kWp por ano. Para chegar à potência pico, utilizou-se a sobrecarga de 25%. Entretanto, os parâmetros de sobrecarga e dimensionamento serão decisões que ficarão a cargo do Concessionário.

A área total considerada para a implantação da usina foi de 3 hectares por MW instalado, considerando placas com tecnologia tracker bifacial. É importante mencionar que, de acordo com a Lei 12.651/2012, todo imóvel rural deve manter uma área com cobertura de vegetação nativa, a título de reserva legal, considerou-se 20% a mais na área necessária.

A distribuidora Energisa ressaltou, ainda, que a conexão das Usinas Fotovoltaicas será por meio das redes de distribuição existentes. A conexão de uma usina de até 2,5 MW (dois e meio megawatts) poderá ser lançada na rede de distribuição de média tensão e, acima desta potência será lançada na rede de alta tensão. Segundo o PRODIST 3, da ANEEL, o parecer de acesso deve, também, apresentar o orçamento da obra de conexão da unidade consumidora, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da eventual participação financeira do consumidor. A localização das subestações de energia das concessionárias Energisa e Elektro serão disponibilizadas no Edital de Licitação com anexo.

5.1.3.2. Terreno para implantação das Centrais

O projeto prevê que a escolha do terreno em que será implantada a Central de Energia Fotovoltaica será de responsabilidade da SPE. O objetivo de deixar com que o parceiro privado escolha a localização dos terrenos é maximizar a busca por áreas:

- a) Disponibilidade de terrenos desimpedidos, que ofereçam grande área livre, com ausência de barreiras naturais ou artificiais que intervenham na incidência solar;
- b) Proximidade da subestação do sistema elétrico da distribuidora para suportar a conexão e escoamento da energia produzida;
- c) Terreno sem restrições ambientais, sociais e arqueológicas;

Dessa forma, a proposta para o Projeto é que, após a assinatura do Contrato, a SPE apresente relatório técnico com a localização dos terrenos em quaisquer municípios do Estado de Mato Grosso do Sul para implantação das usinas de energia fotovoltaica visando atender a capacidade contratada.

Os custos relacionados à aquisição de área (s) para implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica deverão ser suportados pela SPE, responsável, igualmente, em assumir os riscos relacionados à constatação da inviabilidade técnica de implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica em determinada localidade. Caso isso ocorra, deverá a SPE arcar com os custos das obras necessárias para realizar a conexão com a rede de distribuição da Concessionária.

O (s) terreno (s) no (s) qual (is) forem instaladas as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica será (ão) considerado (s) parte dos Bens Reversíveis, de modo que, ao final do Contrato, a propriedade do (s) terreno (s) deverá ser transferida ao Poder Concedente, livre de quaisquer ônus ou encargos.

A escolha de não vincular terrenos da Administração Pública ou recomendar localizações específicas foi baseada na análise de PPPs em outros Estados e Municípios brasileiros. Em tais projetos anteriores verificou-se que o parceiro privado assumiu riscos relacionados a erros na conexão ou na inviabilidade técnica da área pré-definida, onde os riscos efetivamente se materializaram, impossibilitando o regular prosseguimento das contratações e inviabilizando a implantação das Centrais de Energia Fotovoltaica.

5.1.3.3. Parâmetros de custos

Os parâmetros de custo adotados foram retirados de pesquisas de mercado, parâmetros públicos e instrumentos de diagnósticos utilizados por órgãos de planejamento.

Para os equipamentos fotovoltaicos utilizou-se como referência a Pesquisa de Mercado da Greener, que elaborou sua pesquisa de mercado entrevistando 3.767 empresas Integradoras e de Pessoas Jurídicas no período de 14 de dezembro de 2021 a 17 de janeiro de 2022. A pesquisa contou com uma amostra de empresas de todo o país, de todos os portes e idades,

obtendo assim uma ampla diversidade do mercado de integração fotovoltaica. Os valores foram atualizados de janeiro de 2022 para a data base do projeto março/2022.

Para avaliar o custo terreno, utilizou-se como referência a Planilha de Preços Referenciais (PPR) de Terras produzida pelo Incra/MS. Tal planilha de preços busca relacionar atributos dos imóveis ao preço da terra praticado em determinado mercado de terras considerado homogêneo. Assim, a PPR é entendida como um instrumento de diagnóstico, estudo e análise, configurando como uma importante ferramenta para o entendimento do comportamento dos mercados de terras do Mato Grosso do Sul. O preço médio em 2020 foi de R\$ 18.625/ha.

Para inserir o valor no projeto, foi necessário atualizar o valor pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA- até a data base do modelo Financeiro, chegando num valor de R\$ 21.994/ha.

Para a manutenção, os custos de Operação e Manutenção considerou-se para o modelo financeiro utilizou-se o valor de R\$ 65 kW/ano, valor adotado pelos Estudos do Plano Nacional de Energia 2050.

O custo de reinvestimento utilizado é de 15% do CAPEX, valor adotado pelos Estudos do Plano Decenal de Energia 2031 – da EPE. O valor foi estimado a partir dos custos do investimento do ano 1 em equipamentos. A rubrica inclui a troca de placas fotovoltaicas, inversores, fios e outros equipamentos em que não estiverem performando em perfeitas condições para entrega da energia contratada.

O custo de conexão estimado em um custo provável de mercado para a conexão em baixa tensão. Segundo o PRODIST 3, da Aneel, caso seja necessária alguma obra para atendimento, o parecer de acesso deve apresentar o orçamento da obra, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da eventual participação financeira do consumidor.

5.1.4. Ambiental

O Estado de Mato Grosso do Sul é composto pela planície do Pantanal, um bioma altamente preservado, e um planalto de arenito basáltico da Serra de Maracajú e da Bacia do Rio Paraná, com forte presença de ações antrópicas. Assim sendo, quase metade de seu território é altamente preservado.

Estabelecido pela Lei nº 6.938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, o licenciamento ambiental é um importante instrumento de gestão por meio do qual a administração pública controla empreendimentos e atividades efetivas, ou potencialmente poluidoras e que possam causar degradação ambiental.

As bases legais do licenciamento ambiental estão traçadas, principalmente, na Lei 6.938/87 que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente e traz um conjunto de normas para a prevenção ambiental nas Resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) através das resoluções nº 001/86 e nº 237/97, que estabelecem procedimentos para o licenciamento ambiental, e na Lei Complementar 140/11, que fixa normas.

À luz da Lei Estadual nº 4.640/2014, no âmbito da Administração Pública Estadual Direta, a matéria ambiental é de competência da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Econômico – SEMADE, à qual está vinculado o IMASUL.

O IMASUL é uma autarquia cujas atribuições estão reguladas no Decreto Estadual nº 12.725/2009, que estabelece sua finalidade de “propor, coordenar e executar a política de meio ambiente em todo o território do Estado de Mato Grosso do Sul e fazer cumprir as legislações federal e estadual sobre essa atividade”.

As licenças ambientais, quando necessárias são, segundo a Lei Estadual nº 9.992/2010 e Lei nº 2.257/2001, em que a Secretaria Ambiental do MS irá averiguar as condições legais e técnicas, a localização, a instalação, a ampliação e a operação dos empreendimentos.

A depender da fase do empreendimento são necessárias a Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação, devendo ser renovadas após o seu vencimento:

- a) Licença Prévia (LP), concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação. Prazo máximo de 5 anos;
- b) Licença de Instalação (LI), autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante. Prazo máximo de 6 anos;
- c) Licença de Operação (LO), autoriza a operação do empreendimento ou atividade, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinantes para a operação. Prazo máximo de 10 anos.

Para a GD no Mato Grosso do Sul, a isenção ou obrigação do licenciamento ambiental nos casos de produção de energia fotovoltaica serão conduzidos na forma estabelecida da Resolução SEMADE nº 09, de 13 de maio de 2015 e SEMAGRO n. 689, de 28 de fevereiro de 2020, ressalvados os casos em que haja necessidade de supressão de vegetação nativa que serão obrigatoriamente precedidos da obtenção da respectiva Autorização Ambiental com todo o seu rigor.

5.2. Modelagem Econômico-Financeira

Nos itens seguintes são apresentados os principais aspectos da modelagem econômico-financeira para a Parceria Público Privada Centrais de Energia Fotovoltaica, abrangendo os lotes Governo e Sanesul.

5.2.1. Metodologia de avaliação e contabilização

Para a estimativa do valor do modelo de PPP Centrais de Energia Fotovoltaica foi adotada a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), segundo a qual, com a determinação de premissas, fluxos de caixa projetados para o período contratual são trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto equivalente a uma taxa mínima de atratividade.

O método do FCD é reconhecido como o que mais apropriadamente traduz a estimativa de valor de um empreendimento, considerando as expectativas futuras para o empreendimento sob análise, seja ele uma empresa ou um negócio integrante de uma estrutura maior, esteja ele em fase operacional ou de projeto, e é tido como o modelo que melhor determina o valor relativo entre companhias.

Salienta-se, no entanto, que os resultados futuros podem divergir das projeções consideradas para efeito da modelagem da PPP, em razão, entre outros fatores, da realidade de mercado, da conjuntura econômica e do cenário político.

A tabela a seguir apresenta uma síntese dos principais resultados preliminares da modelagem. As premissas e racionais de cálculo utilizados serão explicitados na sequência.

Prazo de Concessão	23 anos
Prazo para Implantação	1 ano
Data-base	Março/2022

Investimentos estimados (CAPEX)	R\$ 79,08 milhões (Governo) e R\$ 46,29 milhões (Sanesul)
TIR de Projeto	9,73 %
Payback	10 anos e 11,7 meses (Governo) e 10 anos e 10 meses (Sanesul)
Financiamento	55% do CAPEX

5.2.2. Receitas

A Receita Bruta, ou Contraprestação, será paga pelo Poder Concedente pela multiplicação de dois fatores: (1) Contraprestação Mensal Máxima, oferecida pela licitante vencedora do certame; e; (2) redutor apurado em cumprimento aos indicadores de desempenho.

Para fins de estruturação do projeto, não foi considerada a aplicação dos indicadores de desempenho. Portanto, a aplicação de redutor sobre a contraprestação foi zerada.

Considerados os fatores acima, o total das contraprestações públicas ao longo de 23 anos foi estimado em R\$ 291.192.524,44 (lote Governo) e R\$ 177.827.557,63 (lote Sanesul).

Cumprir destacar que a modelagem da PPP Centrais de Energia Fotovoltaica não previu receitas acessórias, que, caso eventualmente arrecadadas, serão compartilhadas com o Poder Concedente no percentual de 20%.

5.2.3. Tributos

O primeiro estudo tributário feito é a tomada de decisão anual entre o regime de Lucro Real ou de Lucro Presumido. Para tal, avaliam-se os impactos dos cálculos que cada um dos componentes tributários tem em cada regime.

A Tabela abaixo mostra as alíquotas de cada tributo, as quais devem ser aplicadas sobre suas respectivas bases de cálculo.

	REGIME DE TRIBUTAÇÃO	
	Presumido	Real
PIS	0,65%	1,65%
COFINS	3,00%	7,60%
ISS	5,00%	5,00%
ICMS (apenas sobre Link de Internet*)	29,00%	29,00%
FUST/FUNTEL (sobre Link de Internet*)	1,50%	1,50%
CSLL	9,00%	9,00%
IR	15,00%	15,00%
IR ADICIONAL	10,00%	10,00%

No regime de Lucro Presumido, as bases de cálculo dos tributos PIS, COFINS, ISS, CSLL e IR são os próprios valores das faturas mensais da Concessionária para o Poder Concedente. Já para o IR adicional, a base de cálculo é o valor que exceder 60 mil trimestrais frente à presunção (de 32% de margem de lucro) sobre esse faturamento mensal.

No regime de Lucro Real, as bases de cálculo dos tributos PIS, COFINS e ISS são os valores das faturas mensais da Concessionária para o Poder Concedente. Já para CSLL e IR as bases de cálculo são os valores trimestrais de lucro antes de imposto. E para o IR adicional, a base de cálculo é o valor que exceder 60 mil trimestrais frente à presunção (de 32% de margem de lucro) sobre esse faturamento mensal.

O regime de Lucro Presumido foi considerado mais vantajoso ao longo do contrato de concessão, para os lotes Governo e Sanesul.

Não foram considerados os benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI), em razão do veto presidencial sobre o art. 28 da Lei 14.300/2022, que enquadrava projetos de mini geração distribuída como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica no âmbito do REIDI.

Vale ainda ressaltar que, para fins da estruturação do projeto, foi considerada nula a tributação de ICMS sobre a contraprestação pública, dado que o Decreto nº 11.403 de 19/09/2003 dispõe sobre a isenção do ICMS nas operações e prestações internas decorrentes de aquisições de bens, mercadorias ou serviços realizados por órgãos dos Poderes do Estado, suas fundações e autarquias.

Quanto aos impostos diretos, considerou-se o Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, observando-se a adequação das alíquotas aplicadas, ou seja, 15% sobre Lucro Bruto antes do Imposto de Renda e adicional de 10% sobre o valor que ultrapassar R\$ 240 mil/ano e alíquota de 9% de CSLL, conforme legislação vigente.

Ao longo do período contratual de 23 anos, prevê-se que as SPEs dos lotes Governo e Sanesul pagarão tributos conforme apresentado quadro abaixo:

	Governo	Sanesul
PIS/COFINS	10.628.527,14	6.490.705,85
ISS	14.559.626,22	8.891.377,88
IR/CSLL	31.129.746,66	18.795.638,27
Total	56.317.900,02	34.177.722,10

5.2.4. Custos e Despesas Operacionais (OPEX)

Os custos com serviços prestados excluindo base de ativos são formados pelos seguintes itens: equipe da SPE, serviços prestados por terceiros, seguros e garantias e outros custos.

A equipe da SPE foi dimensionada conforme apresentado no quadro abaixo, com salários e benefícios de referência Sicro/Sinapi e piso salarial OAB/MS (advogado).

Função	Número de funcionários	Salário Base	Benefícios	Encargos	Treinamentos	VALOR UNITÁRIO /ANO
Administrativo	1,0	2.545	827	1.731	300	64.829
Engenheiro Elétrico	1,0	15.481	827	7.835	300	293.304
Advogado	0,0	3.420	827	1.731	300	75.321
Assistente de engent	2,0	5.226	827	7.835	300	107.973
Segurança	12,0	1.668	827	1.428	300	50.673

Os serviços prestados por terceiros referem-se à operação e manutenção das usinas, para os quais foi utilizado o valor de referência de R\$ 65/KW/ano. Tal referência foi retirada dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, da Empresa de Pesquisa Energética, do Ministério das Minas e Energia (EPE/MME), divulgado em janeiro de 2021.

As premissas de seguros e garantias são apresentadas na seguinte tabela:

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

GARANTIAS	% Prêmio Anual	Cobertura	Apólice Base de Cálculo	Mês Inicial	Mês Final
Garantias de Contrato - Período de Modernização					
Garantia de execução - Construção Ano 1	0,60%	3,70%	CONTRATO	Mês 1	Mês 12
Garantias de Contrato - Período de Operação					
Garantia de execução operação	0,60%	1,85%	CONTRATO	Mês 13	Mês 144
Garantia de execução operação	0,60%	3,70%	CONTRATO	Mês 145	Mês 276
Fiança Bancária					
Fiança Bancária	2,00%	100,00%	Saldo da dívida	Mês 1	Mês 13

SEGUROS	% Prêmio Anual	Cobertura	Apólice Base de Cálculo	Mês Inicial	Mês Final
Seguros - Período de Modernização					
Riscos de Engenharia	0,20%	100,00%	CAPEX CONSTRUÇÃO	Mês 1	Mês 12
Responsabilidade Civil- Obras	0,20%	100,00%	Resp. Civil - Construção	Mês 1	Mês 12
Seguros - Período de Operação					
Responsabilidade Civil - Operação	0,75%	100,00%	Resp. Civil - Operação	Mês 13	Mês 276
Multiriscos	0,20%	100,00%	all risk	Mês 13	Mês 276

No que se refere às despesas administrativas, são previstos R\$ 20.000 por mês bem como o repasse de 0,5% da contraprestação como encargo da EPE (art. 23, II da Lei Estadual 5.829/2022).

As despesas operacionais acumuladas, no período contratual de 23 anos, são apresentadas no quadro abaixo:

Equipe SPE	Governo	Sanesul
Equipe SPE	25.890.716,92	21.431.458,55
Equipe de Operação e Manutenção	19.246.933,19	11.070.875,86
Despesas Administrativas	6.735.962,62	3.529.137,79
Seguros e Garantias	2.156.754,87	1.464.863,04
Total	54.078.462,41	37.496.335,24

Ficarão sob responsabilidade do Poder Concedente, portanto não incluídas no valor da contraprestação mensal, as seguintes despesas relacionadas às usinas de geração fotovoltaica:

- 1) Tarifa mínima das unidades consumidoras de baixa tensão (Grupo B): o custo de disponibilidade das unidades consumidoras de baixa tensão (Grupo B), também conhecido como tarifa mínima (Resolução Normativa ANEEL 414/2010), será de responsabilidade do Poder Concedente, uma vez que não é passível de compensação com os créditos gerados. Portanto, ocorrerá compensação de créditos apenas sobre o excedente ao valor de referência da tarifa de disponibilidade das unidades consumidoras abrangidas pela PPP. A tarifa mínima é estimada em R\$ 1.199.651,50 para as unidades consumidoras do Governo, e em R\$ 477.099,40 para a Sanesul, conforme apresentado no quadro abaixo:

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

Distribuidora	Consumo mínimo (kwh/ano)		Tarifas médias		Consumo mínimo (R\$/ano)	
	Governo	Sanesul	Governo	Sanesul	Governo	Sanesul
Energisa	1.383.530	477.340	0,83	0,91	1.148.329,90	434.379,40
Elektro	71.280	53.400	0,72	0,8	51.321,60	42.720,00
Total	1.454.810	530.740			1.199.651,50	477.099,40

- 2) Tarifas de uso do sistema de distribuição das usinas fotovoltaicas: sobre as Usinas fotovoltaicas incidirá uma tarifa fixa (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD), também denominada TUSD-Geração, estimada conforme a potência instalada e medida em kW. Para fins de estruturação de projeto, optou-se por alocar o pagamento da TUSD para o Poder Concedente, em vez de considerá-la como despesa operacional da SPE a ser coberta com recursos da contraprestação pública. Essa opção possui como objetivo desonerar a SPE da incidência de PIS/COFINS, caso o pagamento da tarifa fosse mantido sob sua responsabilidade. A TUSD-Geração das Usinas Fotovoltaicas é estimada em R\$ 4.214.620,00 anuais, combinados para o Lote do Governo e para o Lote Sanesul.

5.2.5. Investimentos

Os investimentos envolvidos podem ser classificados como despesas pré-operacionais, infraestrutura (primeiro ciclo) e reinvestimentos (segundo ciclo).

As despesas pré-operacionais previstas são: o ressarcimento dos estudos realizados no âmbito da PMI e do leilão realizado na B3, e o gasto com equipe durante a implantação, cujos valores são apresentados no quadro abaixo:

Pré-operacional	Governo	Sanesul
Ressarcimento Estudos PMI	1.195.000,00	1.195.000,00
B3	235.007,54	235.007,54
Total	1.430.007,54	1.430.007,54

A estimativa de custos para instalação das Centrais Fotovoltaicas, (primeiro ciclo) utilizou o estudo adota como premissas levantamentos de preços públicos e análises de mercado para a construção de uma usina referencial de 5 MW. As premissas utilizadas são apresentadas na tabela abaixo:

Bens e equipamentos	Unidade	Lote 13,45 MWp (Governo)	Lote 7,74 MWp (Sanesul)
Área mínima	ha	50,47	29,03
Custo unitário terreno	R\$/ha	21.994,00	21.994,00
Potência Inversor (kWac)	kWac	10.767	6.193
Sobrecarga	%	0,25	0,25
Potência (kWp)	kWp	13.450	7.741
Kit Fotovoltaico	R\$/wp	2,57	2,57
Estruturas com tracker	R\$/wp	1,03	1,03
Mão de obra implantação	R\$/wp	0,96	0,96
Custo de Conexão	R\$/wp	0,08	0,08

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

Bens e equipamentos	Unidade	Lote 13,45 MWp (Governo)	Lote 7,74 MWp (Sanesul)
Contingência	%	5	5
Gastos Ambientais	% CAPEX	1,0	1,0

O kit fotovoltaico é composto por módulos fotovoltaicos, inversores, *combiner box*, cabos elétricos, comunicação e SCADA. As placas fotovoltaicas consideradas têm tecnologia com seguidores solares (trackers), possibilitando que os módulos girem de leste a oeste acompanhando a luz solar ao longo do dia. Com essa tecnologia há maior absorção da luz pelos módulos durante todos os horários de incidência solar. Justifica-se a utilização dado que tais sistemas são capazes de gerar, em média 16% a mais de energia do que um sistema de placas fixo. Os valores para os kits fotovoltaicos foram obtidos a partir do estudo estratégico de geração distribuída da Greener para o 1º semestre de 2022.

É necessário considerar, ainda, que há uma degradação natural das placas fotovoltaicas de 2,50% no primeiro ano e de 0,50% nos demais anos, com garantia de 25 anos. Portanto é esperado que a produção da energia sofra queda proporcional à degradação ao longo do período contratual. O dimensionamento da capacidade inicial das usinas e do volume de reinvestimentos levou em consideração essa taxa de degradação anual.

Para a implantação da usina considerou-se uma área de 3 hectares por MW instalado, com adicional de 20% dedicado a área com cobertura de vegetação nativa, a título de reserva legal (Lei 12.651/2012).

Os custos estimados para os gastos ambientais (1% do CAPEX) foram baseados em valores de mercado, das PPPs de Pernambuco.

O valor total do CAPEX primeiro ciclo é apresentado no quadro abaixo:

Infraestrutura - Primeiro ciclo	Governo	Sanesul
Terreno	1.110.111,25	638.538,29
Kit Fotovoltaico	34.536.804,58	19.865.641,58
Estruturas com tracker	13.814.721,83	7.946.256,63
Mão de obra implantação	12.985.838,52	7.469.481,23
Custo de Conexão	1.076.751,51	619.349,70
Contingência	3.206.880,07	1.844.604,06
Ambiental	613.373,65	352.813,79
Total	67.344.481,41	37.759.946,98

Os reinvestimentos referem-se à adequação de capacidade de geração de energia ao longo do tempo, bem como à substituição/troca dos inversores da usina fotovoltaica no 15º ano de operação da usina, para a qual foi considerado o valor de referência de 15% do CAPEX.

O consolidado dos investimentos projetados da SPE é apresentado no quadro abaixo:

Componente CAPEX	Governo	Sanesul
Despesas Pré Operacionais	1.430.007,54	1.430.007,54
Infraestrutura – 1º ciclo	67.344.481,41	43.759.946,98

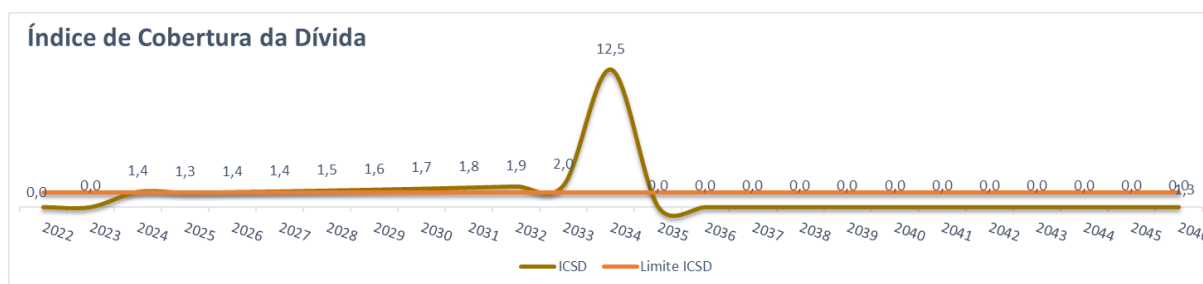
SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

Reinvestimentos – 2º ciclo	9.843.149,48	5.661.799,98
Capex Total	71.503.616,00	43.759.946,98

Do total de investimentos previstos para os dois primeiros anos da concessão, foi considerada a premissa de que os ativos são integralmente elegíveis para realização de financiamento pela linha BNDES Finame - Baixo Carbono, com exceção das despesas pré-operacionais, da aquisição do terreno e da reserva de contingência. Para o segundo ciclo do CAPEX optou-se por utilizar o caixa da SPE, sem a necessidade da realização de uma segunda captação.

Do montante elegível, considerou-se que 60% seriam cobertos pela captação de financiamentos, representando aproximadamente R\$ 34.665.120,00 para o lote Governo, e R\$ 19.939.449,00 para o lote Sanesul.

A definição da alavancagem máxima do projeto leva em consideração o nível mínimo do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD, que é um indicador especialmente relevante nas operações de Project Finance, uma vez que demonstra ao agente financiador de o empreendimento cobrir os serviços da dívida com geração própria de caixa. O índice é calculado pela divisão entre a geração de caixa operacional líquida de impostos dividido e o serviço da dívida da empresa (pagamentos de amortização e juros) em cada período. O limite inferior do ICSD considerado para o modelo foi de 1,3. Os resultados do gráfico a seguir indicam a crescente capacidade de pagamento do financiamento pelo projeto até o término das dívidas projetadas:



Por sua vez, se considerado os investimentos totais do projeto, de aproximadamente R\$ 301 milhões e R\$ XX milhões para os lotes Governo e Sanesul, respectivamente incluídos despesas pré-operacionais, investimentos iniciais e reinvestimentos, a alavancagem total do CAPEX é de 51% e XX% respectivamente.

Características das Linhas de Financiamento:

Linha de Financiamento BNDES	BNDES Finame - Baixo Carbono
Valor Captado(R\$)	R\$ 34.665.120,00 (Governo) R\$ 19.939.449,00 (Sanesul)
% Alavancado	60%
Prazo do Financiamento (meses)	120
Carência Principal (meses)	24
Taxa (base + spread + risco)	6,89%+IPCA
Índice de Cobertura mínimo	1,30

5.2.6. Taxa de Desconto

Como visto anteriormente, na metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), os fluxos de caixa da SPE são projetados para o período contratual, e trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa de desconto que, ao ser aplicada a cada um dos componentes temporais do fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, iguale-se aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. A partir desse conceito é possível avaliar a rentabilidade do empreendimento em comparação com outras alternativas de investimentos.

No âmbito da viabilidade econômico-financeira, os projetos cujos fluxos de caixa tenham uma taxa interna de retorno maior do que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) são considerados viáveis já que, como consequência, tais projetos remuneram o dinheiro investido de forma mais intensa que o mínimo exigido pelo investidor.

O endividamento é levado em consideração ao comparar a TIR do referido fluxo de caixa com a TMA de um investidor que já leva em consideração sua alavancagem, ou seja, igualando-a ao custo ponderado entre o capital do sócio e o de sua fonte financiadora (custo médio ponderado de capital, ou índice WACC, explicado adiante).

Considerando que a TIR é a taxa de desconto que torna o somatório do Valor Presente Líquido do fluxo de caixa de cada período, o modelo do Projeto Centrais de Energia Fotovoltaica apresentou uma rentabilidade anual média de 9,73%, em termos reais.

O custo médio ponderado de capital representa o custo de oportunidade de financiamentos de longo prazo de uma empresa, seja este financiamento originado por capital dos sócios ou por capital de terceiros financiadores.

Esse custo é frequentemente denominado pela sigla WACC, vinda das iniciais da terminologia original em Inglês *Weighted Average Cost of Capital*.

Cabe observar que o WACC é resultado da combinação de diversos fatores macroeconômicos de âmbitos tanto nacional como internacional, os quais serão apresentados e explicados nas próximas páginas e cujos cálculos demonstram-se abertos em planilha acessória e auditável.

Adicionalmente, é importante considerar que o Brasil tem alto histórico de volatilidade e perfil de risco, fazendo com que o cenário nacional de curto prazo, apesar de amortecido por base de dados de expectativas de economistas sobre indicadores de longo prazo, possa implicar em leves variações nos valores finais de WACC, a depender dos acontecimentos político-econômicos na época da conclusão dos estudos.

Em termos teóricos, o custo de capital representa a taxa de retorno exigida para o empreendimento, indica a remuneração mínima para alocação de capital próprio e de terceiros como compensação pela aplicação de capital no empreendimento. O custo de capital corresponde à taxa de desconto utilizada para calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros.

O custo de capital incorpora o prêmio de risco requerido por um agente para justificar os riscos assumidos na aplicação de seus recursos financeiros em um determinado projeto. Apesar da existência de formas híbridas de financiamento, como debêntures conversíveis, warrants, entre outros, os principais provedores de capital são os acionistas e os credores.

Os acionistas fazem jus somente ao fluxo de caixa que exceder o fluxo já comprometido com amortizações de dívida e pagamento de juros aos credores. Essa relação garante aos credores um fluxo de caixa mais estável e menos volátil, o que acaba implicando também em prêmio de risco menor e, portanto, em um custo de capital mais baixo. Considerando que os credores possuem prioridade no recebimento do fluxo de caixa do projeto em relação aos

acionistas, o custo de capital da dívida (K_d) é sempre inferior ao custo de capital do acionista (K_e).

O custo de capital de um projeto de investimento, considerando-se o capital dos acionistas e dos credores, representa a média ponderada do custo de capital dos provedores de recursos. Essa média ponderada é denominada de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC, do inglês). O WACC refere-se a uma combinação ponderada entre a proporção do capital próprio e de terceiros e o custo desses capitais, sumarizado na fórmula a seguir:

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{D + E} + K_d \cdot \frac{D}{D + E} \cdot (1 - T)$$

Onde:

- WACC: custo médio ponderado de capital;
- K_e : custo do capital próprio;
- K_d : custo do capital de terceiros;
- $D/(D+E)$: proporção da dívida da companhia;
- $E/(D+E)$: proporção do capital próprio no capital da companhia;
- T : alíquota tributária marginal efetiva.

A taxa resultante da aplicação da equação acima, representa a taxa de desconto considerada no Modelo na avaliação do fluxo de Caixa do Projeto.

O Custo de capital do acionista, representado por K_e , corresponde à expectativa de retorno almejada pelos acionistas no processo decisório de aplicação do capital próprio. O modelo mais utilizado pela literatura financeira para se estimar o Custo de Capital do Acionista é o Capital Asset Pricing Model (CAPM), que norteará a construção da parte do risco referente à participação do capital próprio no risco total existente no projeto.

O método CAPM para calcular o K_e faz uso da relação básica de sua teoria em que o retorno esperado de uma ação é a soma da taxa livre de risco e de um prêmio por suportar o risco do mercado de ações. Amplamente adotado e bem aceito pela comunidade financeira mundial, o CAPM padrão é expresso pela fórmula:

$$K_e = R_f + \beta l \cdot (E(R_m) - R_f)$$

Onde:

K_e : Custo do Capital Próprio. Representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido;

R_f : Retorno obtido com ativos livres de risco;

βl : Beta alavancado - coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

$E(R_m)$: retorno esperado sobre o índice de mercado.

O modelo CAPM básico não contempla todos os riscos enfrentados pelos investidores da PPP, uma vez que este modelo é desenvolvido para tratar do retorno exigido para se investir em grandes empresas dos Estados Unidos, listadas em bolsa de valores.

Em virtude de fatores inerentes ao contexto brasileiro de investimentos, foram assumidos alguns ajustes ao modelo do CAPM básico para incorporar o fato de que a PPP será operada no Brasil (prêmio risco país).

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

O custo de capital próprio é aferido pela seguinte fórmula:

$$K_e = R_f + \beta l. (E(R_m) - R_f) + Pr_p$$

Onde:

Ke: Custo do Capital Próprio. Representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido;

Rf: Retorno obtido com ativos livres de risco;

βl: Beta alavancado – coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

E(Rm): retorno esperado sobre o índice de mercado.

Prp: Prêmio de risco adicional, que mensura o risco específico da empresa não aferido pelo Beta. Corresponde ao prêmio de risco por país.

Prêmio de Risco País

O EMBI+ vem sendo oferecido pelo Banco JP Morgan, desde dezembro de 1993, como um índice de referência para as economias emergentes. Com base nos valores de negociações diárias em mercados secundários de 93 títulos de 21 economias emergentes, entre elas o Brasil, o EMBI+ compara os juros implícitos nos preços pelos quais os títulos emitidos por governos trocam de mãos, aos juros dos títulos do governo americano, considerados os mais seguros do mundo. Por utilizar como base as negociações realizadas em mercados secundários, que, por natureza, envolvem quantidade significativa de capital especulativo, o EMBI+ é uma medida bastante específica, melhor utilizada para a avaliação de investimentos de curto e médio prazo em ativos financeiros.

Item Mensurado	Abrangência	Coeficiente
Prêmio de Risco País	20 anos	3,9%

A adoção da abrangência de 20 anos para definição da média do Risco País levou em consideração as reformas estruturais ocorridas nos anos 1990 e que estabilizaram a economia, ao mesmo tempo em que mantém proximidade com o prazo de concessão do projeto em estudo.

A taxa livre de risco é a taxa de retorno disponível no mercado de um investimento que não possua risco de perda financeira em um dado período.

Em geral, como proxy desta taxa teórica, se utilizam títulos de um governo soberano cujo risco é visto pelo mercado como desprezível. Os títulos do governo dos EUA são considerados o investimento mais seguro possível devido ao histórico de crédito do país e a solidez e robustez de sua economia.

Essa taxa é a base da estimativa de custo de capital, e todos os demais componentes podem ser considerados em conjunto o prêmio de risco adicional total que os investidores exigem.

A tabela a seguir apresenta a taxa livre de risco assumida pelo modelo:

Item Mensurado	Abrangência	Coeficiente
Taxa livre de risco (USD nominal)	25 anos	2,94%

Apesar de a média dos retornos livres de risco decrescerem conforme diminui-se a janela de abrangência, considerou-se na sua definição o longo prazo de concessão proposto, bem como as experiências recentes com concessões no Estado.

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

Para o cálculo do Beta, visando a obtenção de uma proxy confiável para o setor, foi selecionado setor de 20 empresas comparáveis com base no mercado de ações global. A adoção do beta global como parâmetro deriva do fato de observarmos uma maior variedade de empresas de capital aberto, bem como mais variedades de setores, o que ajuda a criar uma cesta cuja média ponderada de características financeiras reflita com maior coerência o tipo de prestação de serviço que será executada pela Concessionária.

Setores selecionados	Beta desalavancado
<i>Green & Renewable Energy</i>	1,07

Após excluídos os efeitos tributários e realizarmos a realavancagem do beta, de acordo com a alavancagem definida para o projeto em questão, obtemos:

Beta realavancado	1,54
Impostos	34,0%
Proporção de Recursos Próprios	60,0%
Proporção de Recursos de Terceiros	40,0%

Em relação ao prêmio de risco de mercado, esse valor corresponde à diferença entre os retornos do índice S&P500 TR e Taxa livre de risco (USD nominal). O índice S&P 500 TR se destaca por considerar tanto os ganhos por valorização de capital quanto distribuições de dividendos e pagamentos de juros, refletindo assim de forma mais precisa o retorno do mercado.

Item Mensurado	Abrangência	Coeficiente
Retorno esperado sobre o índice de mercado	25 anos	4,51%

Baseado nos resultados apresentados nas seções anteriores, a tabela a seguir apresenta do resultado consolidado do CAPM Modificado obtido pela utilização das premissas utilizadas:

Indicadores de nível de preço		
Variável considerada		Coeficiente de referência
IPCA - Longo Prazo (Banco Itaú Projeção Longo Prazo)		3,00%
CPI		2,10%
Delta		0,88%

Custo do Capital Próprio (Ke)		
Item Mensurado	Abrangência	Coeficiente
RF = Taxa livre de risco	25 anos	2,94%
E(Rm) = retorno esperado sobre o índice de mercado	25 anos	4,51%
Beta realavancado		1,54
Beta desalavancado		1,07
Impostos		34,0%
Proporção de Recursos Próprios		60%
Proporção de Recursos de Terceiros		40%
RP = Risco País	20 anos	3,9%
Ke = Custo do Capital Próprio Nominal USD		13,78%
Ke = Custo do Capital Próprio Nominal BRL		14,78%
Ke = Custo do Capital Próprio Real		11,44%

Por sua vez, o custo do capital de terceiros (kd) é entendido como a remuneração dos juros pagos pela organização em empréstimos e financiamentos. A componente de benefício fiscal sobre a dívida não foi considerada, em razão do regime tributário adotado no modelo (lucro presumido).

A tabela a seguir sintetiza o custo da dívida (Kd) utilizado para o cálculo do WACC:

Custo de Capital de Terceiros (Kd)	
	Coefficiente
Custo total real BRL	7,16%
Kd = Custo do Capital de Terceiros Real	7,16%

O custo total real de 7,16% corresponde à taxa efetiva de remuneração do Capital de Terceiros, da Linha FINAME – Baixo Carbono do BNDES.

A tabela a seguir apresenta o WACC em termos reais que serviu de parâmetro para desconto do fluxo de caixa do projeto no presente estudo:

Cálculo WACC		
Item Mensurado	Composição do Capital	Coefficiente
Recursos Próprios	60,0%	11,44%
Recursos Terceiros	40,0%	7,16%
WACC		9,73%

5.3. Modelagem Operacional

A Autorizada apresentou um modelo operacional capaz de garantir que o Poder Concedente consiga realizar acompanhamento próximo e detalhado das atividades da SPE, mas, que ao mesmo tempo, garanta flexibilidade operacional para que a SPE possa buscar o alcance dos indicadores de desempenho.

Para definição dos indicadores de desempenho foram considerados a objetividade, os aspectos quantitativos de desempenho, as metas com o objetivo de aprimorar a qualidade dos serviços, a medição com frequência relevante para o contrato e em tempo de viabilizar comportamentos corretivos pela SPE e ainda foi observado as áreas operacionais e sociais.

Assim, os indicadores compõem um sistema coerente e compreensivo para avaliação do desempenho da SPE, possibilitando a supervisão do contrato pelo Poder Concedente, bem como a implementação de estrutura de incentivo que fomente o alcance dos mais altos padrões de performance pela SPE.

Os riscos foram mapeados e identificados, bem como indicado e analisado as suas respectivas medidas mitigadoras onde foram observadas, para evitar sua ocorrência ou reduzir seu impacto negativo. O resultado deste levantamento refletiu a Clausula Contratual que trata sobre os riscos e sua alocação.

Foram definidos 03 (três) indicadores de desempenho com descrição detalhada, mecanismos de aferição, determinação matemática do seu cálculo, periodicidade e forma de rastreabilidade, controle e acompanhamento.

Ficou definido que 30% (trinta por cento) do valor da contraprestação sofrerá reflexo com base no desempenho da SPE, sendo assim, a formula da Contraprestação Pública ficou definida na seguinte equação:

$$\text{Contraprestação Pública}_m = [0,7 * (CPM)] + [0,3 * CPM * (1 - FD)]$$

Em que,

Contraprestação Pública_m é a remuneração mensal devida pelo Poder Concedente à Concessionária no mês **m**;

CPM é a contraprestação máxima é a remuneração mensal devida pelo Poder Concedente à Concessionária em virtude da implantação de infraestrutura e prestação de serviços objeto do contrato; e

FD_m é o Fator de Desempenho do mês **n**, calculado com base nas definições postas no Anexo III (Indicadores de Desempenho), em R\$.

FD_m é o Fator de Desempenho do mês **n**, calculado com base nas definições postas no Anexo III (Indicadores de Desempenho), em R\$.

Os indicadores de desempenho considerados para o Projeto estão baseados na geração de energia, nos créditos reconhecidos perante a distribuidora de energia e na manutenção e conservação das usinas. Tais indicadores serão objeto de avaliação contínua e recorrente a serem realizados pela Concessionária e serão ponderados como descrito na tabela abaixo.

Indicador	Peso
a. Geração de energia	70%
b. Créditos Estado-Distribuidora	20%
c. Manutenção e Conservação das usinas fotovoltaicas	10%

Indicadores de desempenho propostos

A aferição dos Indicadores de Desempenho deverá ser iniciada a partir da emissão do primeiro ateste de comissionamento das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica.

a. Indicador Geração de energia

Objetivo: Verificar a capacidade efetiva de produção de energia de cada Central de Energia Elétrica Fotovoltaica instalada pela SPE.

Início da aplicação: O Indicador de Desempenho em referência será aplicado a partir do início efetivo da geração de energia pelas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, portanto, devidamente habilitadas para injetar energia no sistema das Distribuidoras de Energia e gerar créditos passíveis de compensação.

Frequência: Análise será feita mensalmente, por meio do Relatório de Gestão Energética, para o período dos últimos 12 (doze) meses, e deverá conter a quantidade de energia produzida em comparação com a geração contratada.

Método de aferição do indicador:

$$\text{Capacidade de Geração} = \left(\left(\frac{\text{Produção efetiva de energia}_t}{\text{Entrega contratual de energia}_t} \right) - 1 \right) \times 100$$

Em que:

Capacidade de Geração: índice em percentual, que receberá a pontuação conforme tabela 4.

Produção efetiva de energia no período t é a produção em kWh do período; e

Entrega contratual de energia no período t é o quantitativo contratado pelo Poder Concedente, conforme contrato, em kWh, para o período.

A apuração do Indicador de Desempenho durante os 12 (doze) primeiros meses após a instalação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica deverá comparar a produção efetiva acumulada com a produção contratual acumulada, a partir do somatório da média aritmética entre o índice avaliado no mês e a proporção contratual para o ano 1, de acordo com a fórmula abaixo:

$$\sum_{1}^{12} \frac{\text{Produção efetiva de energia do mês}_t}{\frac{1}{12} \text{Entrega contratual de energia}_t} - 1$$

Ao final da mensuração do indicador, este deverá ser ponderado da seguinte forma:

Pontuação da eficiência de geração de energia da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica

Avaliação	Pontos
Porcentagem calculada igual ou superior à demanda contratada	1
Até 0,2% (dois décimos percentuais) inferior à demanda contratada	0,8
Entre 0,2% e 0,4% (entre dois décimos e quatro décimos percentuais) inferior à demanda contratada	0,6
Entre 0,4% e 0,6% (quatro décimos e seis décimos por cento) inferior à demanda contratada	0,4
Inferior a 0,6% (seis décimos por cento) à demanda contratada	0,0

b. Indicador Créditos reconhecidos perante a Distribuidora de Energia (Créditos Estado-Distribuidora)

Objetivo: Garantir que a SPE resolva discrepâncias entre a geração de energia e o reconhecimento dos créditos utilizados pelo Estado de Mato Grosso do Sul, perante a Distribuidora de Energia, como forma de amortização da tarifa de energia elétrica, de acordo a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e Lei nº 14.300/2022.

Início da aplicação: O Indicador de Desempenho em referência será aplicado a partir do início efetivo da geração de energia pelas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, portanto, devidamente habilitadas para injetar energia no sistema das Distribuidoras de Energia e gerar créditos passíveis de compensação.

Frequência: A mensuração será mensal, de acordo com medição realizada os últimos 12 (doze) meses, em que constem os quantitativos mensais referentes a geração de energia, energia gerada injetada na rede, os créditos gerados e os efetivamente créditos utilizados.

Método de aferição:

$$\text{Créditos reconhecidos}_n = 100 - \left(\left(\frac{\text{Créditos reconhecidos pela Distribuidora de Energia}}{\text{Geração de energia pela SPE}} \right) \times 100 \right)$$

Em que:

Créditos reconhecidos_n: índice entre 0 (zero) e 100% (cem por cento) que receberá pontuação conforme **Erro! Fonte de referência não encontrada.**;

Geração de energia pela SPE: total de energia em kWh injetado na rede de distribuição elétrica, contabilizado pela SPE; e

Créditos reconhecidos pela Distribuidora de Energia: total de energia em kWh injetado na rede de distribuição elétrica e contabilizado pela Distribuidora de Energia.

Quando o histórico de medições for inferior à 12 (doze) meses, será utilizado o histórico acumulado existente, a partir do somatório da média aritmética entre o índice avaliado no mês e a proporção esperada para o ano 1, de acordo com a fórmula abaixo:

$$\sum_{1}^{12} 100 - \left(\left(\frac{\text{Geração de energia pela SPE}_n}{\text{Créditos reconhecidos pela Distribuidora}_n} - 1 \right) \times 100 \right)$$

Ao final da mensuração do indicador, este deverá ser ponderado da seguinte forma:

Pontuação da eficiência do reconhecimento dos créditos reconhecidos perante a distribuidora

Superior a 98%	1,0
Porcentagem calculada entre 96 e 98%	0,8
Porcentagem calculada até entre 94 e 96%	0,6
Entre 92 e 94%	0,4
90 e 92%	0,2
Porcentagem calculada inferior a 90%	0,0

c. Manutenção e Conservação das centrais de energia fotovoltaicas

Objetivo: Medir as condições de manutenção e conservação das placas solares, inversores, string boxes, demais equipamentos e as condições do terreno.

Início da aplicação: O Indicador de Desempenho em referência será aplicado a partir do início efetivo da geração de energia pelas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, portanto, devidamente habilitadas para injetar energia no sistema das Distribuidoras de Energia e gerar créditos passíveis de compensação.

Periodicidade: Mensal. A inspeção será feita conforme os parâmetros entregues pela SPE no Plano de Implantação, conforme item 4 do Termo de Referência. Caso sejam implantadas múltiplas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, o indicador poderá ser escalonado ao longo dos meses de forma que o relatório contemple as Centrais de Energia Elétrica

Fotovoltaica que irão receber a manutenção no mês vigente. É necessário garantir que, ao longo de 1 (um) ano, todas as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica deverão ser avaliadas.

Método de aferição do indicador:

$$\text{Manutenção e Conservação} = \left(\frac{\text{Quantidade de não conformidades}}{\text{Quantidade de itens analisados}} \right) \times 100$$

Sendo:

Manutenção e Conservação: índice em percentual, que receberá a pontuação conforme tabela 6.

Quantidade de não conformidades: Itens considerados danificados/ prejudicados/ sem manutenção; e

Quantidade de itens analisados: quantidade de itens entregue no Plano de Implantação que serão avaliados.

Ao final da mensuração do indicador, este deverá ser ponderado da seguinte forma:

Tabela de pontuação da Manutenção e Conservação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica

Avaliação	Pontos
Entre 0%-20%	1,0
Entre 20%-40%	0,8
Entre 40%-55%	0,6
Entre 55%-70%	0,4
Entre 70%-85%	0,2
Entre 85%-100%	0,0

A inspeção será feita a partir dos parâmetros entregues pela SPE no Plano de Implantação. O rol extensivo de verificação sugerida será:

	Item	Periodicidade
1	Módulos Fotovoltaicos	Trimestral
	Inspeção visual dos módulos fotovoltaicos (frontal e traseira, checagem das conexões e fixação)	
	Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos	
	Termografia dos Módulos Fotovoltaicos	
	Ensaio da Curva I-V	
2	String Box/Combiner Box	Trimestral
	Inspeção visual,	
	Inspeção da identificação das Strings	
	Verificação dos fusíveis e DPS (Se aplicável),	
	Limpeza	
	Termografia	
3	Inversores Fotovoltaicos	Trimestral

SECRETARIA DE ESTADO DE GOVERNO E GESTÃO ESTRATÉGICA – SEGOV/MS
ESCRITÓRIO DE PARCERIAS ESTRATÉGICAS – EPE/SEGOV

	Item	Periodicidade
	Inspeção visual Limpeza dos inversores (incluindo sistema de refrigeração) Verificação da instalação mecânica Verificação dos fusíveis e DPS (Se aplicável) Verificação das conexões elétricas Verificação do histórico de falhas e alarmes Inspeção da identificação das Strings Termografia das conexões	
4	Quadros Elétricos de Baixa tensão	
	Inspeção visual Verificação das conexões elétricas Verificação dos fusíveis e DPS (Se aplicável) Verificação dos aterramentos Limpeza Termografia	Trimestral
5	Estrutura de Fixação	
	Inspeção visual Verificação dos elementos de fixação: corrosão e torque de aperto Verificação dos elementos que compõem a fundação: alinhamento e erosão do solo Verificação do aterramento Verificação de funcionamento dos motores, eixos e baterias	Trimestral
6	Transformador e Subestação	
	Inspeção visual; Verificação termográfica dos equipamentos; Verificar integridade e bom funcionamento dos equipamentos (ruídos, vibrações anormais, corrosões, falha isolamento); Verificação das conexões nos barramentos;	Trimestral
7	Acessos, cercamento, drenagem e caixas de passagem CFTV e vegetação	
	Inspeção visual; Verificação de cercas, alambrados, cadeados e sistemas de segurança; Desobstrução da vala de drenagem; Roçagem da vegetação dentro do perímetro da usina;	Trimestral
8	Estação meteorológica	
	Inspeção visual; Limpeza de células de referência e piranômetros; Alinhamentos das células de referência e piranômetro em relação aos seus planos de referência; Verificação dos elementos de suportes e aterramento; Verificação dos sensores da temperatura; Limpeza.	Trimestral

5.4. Modelagem Jurídico-Institucional

Relativamente a Modelagem Jurídico-Institucional apresentamos a seguir as principais diretrizes adotadas para o modelo editalício e a minuta de contrato:

5.4.1. Edital

a) Utilização da Lei Federal nº 8.666/93

A Autorizada propõe a utilização da Lei Federal nº 8.666/93 como referência para a instrução do processo licitatório a ser seguido, considerando que a Nova Lei Geral de Licitações nº 14.133/21 outorga o prazo de transição de 2 (dois) anos para a obrigatoriedade de sua aplicação aos Projetos, facultando a Administração Pública, ao longo deste período, a adoção ou não do novo regramento.

Salienta-se que em face da contemporaneidade da Nova Lei Geral de Licitações, as disposições contidas nesta lei não foram referendadas pela legislação estadual competente à matéria de licitações, em que pese tenha sido publicado o Decreto Estadual nº 15.692, de 8 de junho de 2021, que constituiu Grupo de Trabalho Intersetorial, para a implementação dos procedimentos previstos na Lei Federal nº 14.133/21.

Assim, ainda não foram verificados projetos que se utilizaram da nova lei, tampouco é possível verificar o entendimento dos Tribunais de Contas e do Poder Judiciário acerca de sua aplicação.

b) Modalidade de Licitação

A modalidade de licitação a ser adotada é a concorrência pública com inversão de fases, nos termos do artigo 2º, incisos I e II, da Lei Federal nº 8.987/95 e artigo 10, da Lei Federal nº 11.079/04, respectivamente.

A inversão da ordem das fases de habilitação e classificação de propostas, além de expressamente admitida na Lei Federal nº 8.987/95, apresenta como vantagem a limitação da análise dos documentos de habilitação pela Comissão de Licitação, que, ao invés de analisar a regularidade da documentação de todos os licitantes, concentrará esforços para análise apenas em relação ao licitante melhor classificado.

É proposto ainda que a concorrência seja conduzida com o apoio da B3 S.A.- Brasil, Bolsa, Balcão S.A., que será responsável pela divulgação e pelo apoio nas sessões de recebimento e abertura de envelopes da licitação, assim como na análise desta documentação.

c) Condições de participação

Visando ampliar a participação dos interessados, poderão participar da concorrência, isoladamente ou em consórcio, pessoas jurídicas brasileiras ou estrangeiras autorizadas a funcionar no Brasil.

É possível também a participação de entidades fechadas ou abertas de previdência complementar, instituições financeiras, fundações, fundos de investimentos e empresas com atividade de investidoras financeiras.

No caso de consórcios formado por empresas brasileiras e estrangeiras a liderança caberá obrigatoriamente à empresa brasileira, nos termos do artigo 33, §1º, da Lei Federal nº 8.666/1993.

d) Apresentação de Garantia de Proposta

As licitantes deverão apresentar Garantia de Proposta equivalente a 1% (um por cento) do valor estimado do Contrato.

Conforme previsto no artigo 56, da Lei Federal nº 8.666/1993, a Garantia de Proposta poderá ser apresentada, em uma das seguintes modalidades: (i) moeda corrente nacional; (ii) títulos da dívida pública; (iii) seguro-garantia; ou (iv) fiança-bancária.

e) Critério de julgamento da licitação

Considerando a modelagem proposta para o Projeto, qual seja, Concessão Administrativa, poderiam ser adotados como critérios de julgamento o menor valor da contraprestação a ser paga pelo Concedente, ou o menor valor da contraprestação combinado com a melhor técnica, respectivamente.

Contudo, o critério de “melhor técnica” não se mostra adequado ao caso, pois o serviço a ser executado não possui natureza predominantemente técnica para justificar sua adoção. Vale ressaltar, ainda, que não há registro da utilização de tal critério no âmbito das contratações públicas para a implantação de Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica.

Assim, considerando que os serviços objeto do Projeto não possuem natureza predominantemente intelectual, o critério de seleção da licitação do Projeto a ser adotado é o “Menor valor da Contraprestação mensal” nos termos do artigo 15, inciso II, da Lei Federal nº 8.987/95 e artigo 12, inciso II, alínea “a” Lei Federal nº 11.079/04.

f) Documentos de Habilitação

A documentação exigida para fase de habilitação visa ampliar competitividade no certame licitatório, garantindo maior clareza às licitantes quanto as condições de comprovação da habilitação.

Nesse sentido, as exigências referentes a qualificação técnica foram estabelecidas com base em pesquisa de *benchmarking* nos projetos de PPP de Fortaleza/CE, Quixeramobim/CE, Altamira/PA, São Paulo/SP e Estado do Piauí, nos quais constata-se a exigência de comprovação de capacitação técnico-operacional e/ou profissional no setor de geração de energia.

Diante disso, o edital de licitação exige apresentação dos seguintes atestados:

- Qualificação Técnica: Atestado(s) de capacidade técnica, em nome da Licitante, emitido(s) por pessoa(s) jurídica(s) de direito público ou privado, ou por órgão de regulação e/ou de fiscalização, que comprove(m) que a Licitante atuou diretamente na operação de usinas de energia solar fotovoltaica com determinada capacidade média de produção de energia elétrica; e
- Qualificação Técnico-Profissional: Apresentação de atestado(s) de responsabilidade técnica, emitido(s) por entidades públicas ou particulares, devidamente certificado(s) pelo(s) conselho(s) que regulamenta(m) o exercício da(s) respectiva(s) profissão(ões), implantação e operação de usinas fotovoltaicas com potência instalada de 1MW.

O edital permite ainda o somatório de atestados e flexibiliza o vínculo dos profissionais qualificados com as licitantes, admitindo comprovação por relação de emprego ou como administrador; por contrato de assistência técnica, diretamente ou por meio de empresa da qual ele seja empregado ou administrador; ou por carta ou contrato de intenção assinado entre a licitante e o Profissional Qualificado.

g) Fase Recursal única

Visando conferir maior celeridade ao procedimento, as licitantes que participarem da concorrência poderão recorrer das decisões sobre a Garantia de Proposta, Documentos de Representação e Declarações, a classificação da Proposta Econômica, bem como da análise dos Documentos de Habilitação da Licitante melhor classificada, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados da publicação da decisão que habilitar a licitante melhor classificada.

h) Condições prévias à assinatura do Contrato

Após a publicação do ato de homologação, é proposto que a adjudicatária do certame, como condição prévia à assinatura do Contrato de Concessão, apresente:

- Prova de constituição da SPE, com a correspondente certidão do registro empresarial competente, bem como o respectivo comprovante de inscrição perante o Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) ou de subsidiária integral na hipótese de Licitante Individual, na forma de sociedade por ações;
- Apresentação de Garantia de Execução do Contrato;
- Comprovação de subscrição e integralização do capital social da SPE, em moeda corrente nacional;
- Recolhimento da remuneração à B3;
- Descrição da estrutura acionária e de gestão considerada para a Concessionária;
- No caso de fundo de investimento, deve ser considerada a existência de cotistas majoritários, ou de órgãos e respectivos membros, com poder de influência para alterar o estatuto do fundo, detentores dos poderes análogos àqueles referidos na Lei Federal nº 6.404/76, para fins de identificação do controlador;
- Apólices de seguro, nos termos da minuta do Contrato;
- Comprovante de pagamento às empresas encarregadas da realização dos estudos que deram origem a este Edital, conforme autorizado pelo artigo 21, da Lei Federal nº 8.987/95.

5.4.2. Minuta do contrato

a) Prazo da Concessão

A cláusula contratual relacionada à vigência das Concessões e PPPs tem por objetivo estabelecer o prazo e o início da produção de efeitos dos contratos firmados entre Poder Concedente e Concessionária.

A luz da legislação aplicável, vê-se que há obrigatoriedade de previsão de cláusula relacionada a duração do Contrato, como observa-se da Lei Federal nº 11.079/04 e Lei Federal nº 8.987/95.

Especificamente no âmbito dos Contratos de PPP, a Lei Federal nº 11.079/04 dispõe, em seu artigo 5º, que a vigência dos contratos não deverá ser inferior a 05 (cinco) anos, tampouco superior a 35 anos, nos seguintes termos “o prazo de vigência do contrato, compatível com a amortização dos investimentos realizados, não inferior a 5 (cinco), nem superior a 35 (trinta e cinco) anos, incluindo eventual prorrogação”.

Desta forma, considerando o estudo de viabilidade do presente Projeto, bem como a necessidade de durante o prazo contratual haja a amortização integral dos investimentos foi proposto o prazo de 23 (vinte e três) anos de vigência para o Contrato.

b) Áreas para Implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica

As áreas nas quais serão implantadas as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica deverão ser indicadas pela SPE, mediante relatório técnico, a ser apresentado em até 30 (trinta) dias após a assinatura do Contrato, devendo indicar os terrenos localizados em quaisquer municípios do Estado de Mato Grosso do Sul.

Os custos relacionados a aquisição das áreas para implantação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica deverão ser suportados pela SPE, a qual será responsável ainda pelos riscos relacionados à constatação da inviabilidade técnica de implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica em determinada localidade.

O contrato prevê ainda que, uma vez implantada a Central de Energia Elétrica Fotovoltaica, a SPE somente poderá alterar sua localização após a submissão de justificativa, por escrito, ao Poder Concedente, que deverá analisar a motivação da alteração e calcular o impacto sobre o Contrato e a continuidade dos Serviços.

c) Licenças e Proteção ambiental

Será de responsabilidade da SPE o atendimento de todas as providências exigidas pelos órgãos competentes, para a concessão das licenças, permissões ou autorizações necessárias ao pleno exercício dos serviços e suas atividades, incluindo a obtenção do parecer de acesso concedido pelas Distribuidoras de Energia, correndo por sua conta as despesas correspondentes.

O licenciamento ambiental será efetivado mediante a expedição de Autorizações Ambientais e Licenças Ambientais. A Minuta de Contrato estabelece que os riscos atinentes as obtenções de licenças ambientais estão alocados à Concessionária, ressalvados os casos em que os atrasos não decorrem de atos de sua responsabilidade.

d) Remuneração da SPE

A SPE fará jus ao recebimento da Contraprestação Pública a ser paga pela Poder Concedente durante todo o período de vigência da Concessão Administrativa. A Contraprestação Pública somente será devida a partir da disponibilização dos serviços decorrentes da implantação da infraestrutura da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica e da contabilização dos créditos de energia gerados e efetivamente inseridos nos sistemas das Distribuidoras de Energia.

O cálculo da Contraprestação Pública mensal consistirá em uma parcela fixa equivalente a 70% do valor total e uma parcela variável equivalente a 30% considerando atendimento aos indicadores de desempenho.

O primeiro reajuste do valor da Contraprestação indicado na Proposta Econômica deverá ser realizado no início do Período de Operação, mediante a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IPCA/IBGE). Os demais reajustes ocorrerão a cada 12 (doze) meses contados a partir da data do primeiro reajuste.

e) Compartilhamento de Receitas Acessórias

Além da Contraprestação Pública, a SPE também poderá explorar Receitas Acessórias, diretamente ou mediante terceiros, observando-se a legislação e regulamentação vigente e o disposto no Contrato e seus Anexos, bem como a manutenção dos padrões de qualidade do serviço concedido.

A SPE deverá compartilhar com o Poder Concedente os ganhos econômicos decorrentes das fontes de Receitas Acessórias por ela exploradas, mantendo, para tanto, contabilidade específica.

A proporção do compartilhamento das Receitas Acessórias será de: 5% (cinco por cento) do faturamento bruto, em caso de Receitas Acessórias originadas da compensação de créditos de energia elétrica com terceiros; e, 20% (vinte por cento) do faturamento bruto, nos demais casos de exploração de Receitas Acessórias.

f) Garantia de Adimplemento do Poder Concedente

O Poder Concedente deverá constituir e manter a sua Garantia de Adimplemento, devendo:

- (i) Vincular recursos a serem mantidos na Conta Vinculada por meio da celebração do Contrato de Vinculação de Recursos;
- (ii) Constituir e manter a Conta Vinculada e a Conta Garantia;
- (iii) Manter o Saldo Mínimo da Conta Garantia; e
- (iv) Transferir, em favor da SPE, os recursos depositados na Conta Garantia em caso de inadimplemento das obrigações pecuniárias assumidas pelo Poder Concedente no Contrato.

O saldo mínimo da Conta Garantia corresponderá a 3 (três) vezes o valor da Contraprestação Pública e será composto por recursos provenientes do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, devendo o Agente Depositário manter tais recursos sob sua custódia até a final liquidação de todas as obrigações pecuniárias assumidas pelo Poder Concedente no Contrato de Concessão.

A Minuta de Contrato prevê ainda a possibilidade de complementação e/ou substituição Garantia de Adimplemento, total ou parcialmente, a qualquer momento, mediante aceitação da SPE, desde que mantidas, no mínimo, as mesmas características de suficiência e liquidez, por garantia em valor correspondente, prestada por fundo garantidor privado, que tenha por finalidade viabilizar a estruturação e o desenvolvimento de projetos de concessão e de parcerias público-privadas do Estado, desde que referida garantia apresente classificação de risco com nível A ou B, nos termos do artigo 1º, da Resolução nº 2.682, de 21 de dezembro de 1999, do Banco Central de Brasil – BACEN.

g) Garantia de Execução do Contrato

A exigência de garantia de execução do contrato encontra previsão legal nos artigos 31, § 2.º, 54 e 56 da Lei Federal nº 8.666/93 e tem por finalidade estimular a SPE a cumprir adequadamente o contrato, sob pena de sofrer as consequências financeiras do descumprimento contratual cometido, bem como garantir que eventual crédito devido ao Poder Concedente em decorrência do descumprimento contratual pela SPE seja satisfeito de forma rápida e certa.

A minuta de Contrato propõe que a SPE deverá manter, em favor do Poder Concedente, como garantia do fiel cumprimento das obrigações contratuais, a garantia de execução do contrato nos seguintes percentuais:

- 3,7% (três inteiros e sete décimos) do valor do contrato até o início do Período de Operação;
- 1,85% (um inteiro e oitenta e cinco décimos) do valor do contrato a partir do Período de Operação até 5 (cinco) anos antes do término da vigência do Contrato;
- 1,00% (um por cento) do valor do contrato nos últimos 5 (cinco) anos de vigência do Contrato.

h) Seguros

Em observância às características técnicas deste Projeto, a minuta de contrato proposta prevê a contratação dos seguintes seguros:

- Anteriormente ao início das obras de implantação da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica:
 - (i) Seguro de riscos de engenharia, para cobertura de todos os riscos de danos patrimoniais na fase de construção, instalação e montagem;
 - (ii) Seguro de responsabilidade civil, para a cobertura de danos materiais, pessoais e morais, decorrentes das atividades abrangidas pela concessão.
- Durante a Período de Operação:
 - (i) Seguro de riscos operacionais, para cobertura dos riscos de danos patrimoniais à Central de Energia Elétrica Fotovoltaica;
 - (ii) Seguro de responsabilidade civil geral por danos pessoais e patrimoniais causados a terceiros.

i) Alocação de Riscos

A minuta de contrato traz a distribuição dos riscos decorrentes da execução da Concessão elencando objetivamente aqueles alocados à SPE, ao Poder Concedente e os que serão compartilhados por ambas as partes.

As cláusulas contratuais definem ainda, de modo exemplificativo, os eventos que serão considerados como força maior ou caso fortuito, tais como:

- (i) Guerras nacionais ou internacionais que envolvam diretamente à execução contratual;
- (ii) Atos de terrorismo;
- (iii) Contaminação nuclear, química ou biológica, salvo se decorrentes de atos da SPE;
- (iv) Embargo comercial de nação estrangeira;
- (v) Epidemias e/ou pandemias que afetem o transcorrer do Contrato; e
- (vi) Alteração do marco regulatório relacionado à Geração Distribuída que impacte de forma relevante o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato ou a vantajosidade da contratação.

j) Equilíbrio Econômico-Financeiro

O reequilíbrio econômico-financeiro do contrato é aplicável aos contratos de concessão comum e PPP e encontra amparo na Lei Federal nº 8.987/95 (Lei Geral de Concessões) que, no seu artigo 10, estabelece que *“Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.”*

A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro tem por finalidade estabilizar a equação econômico-financeira inicialmente estabelecida entre as partes, consistente no conjunto de encargos e retribuições previstas no contrato.

O mecanismo proposto para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do Projeto é o Fluxo de Caixa Marginal, respeitados os requisitos e procedimentos determinado no Contrato de Concessão e nos anexos.

O equilíbrio econômico-financeiro da concessão poderá ser recomposto por meio da adoção, individual ou conjuntamente, das seguintes medidas:

- Alteração do valor da Contraprestação Pública;
- Alteração do prazo da Concessão Administrativa;
- Modificação de obrigações contratuais da SPE; ou
- Outra forma definida de comum acordo entre SPE e Poder Concedente.

k) Revisão Ordinária

A minuta de contrato prevê que a primeira Revisão Ordinária ocorrerá no 10 (décimo) ano do Contrato, contado da emissão da Ordem de Serviço, na qual as partes realizarão processo de revisão dos parâmetros e resultados gerais da Concessão Administrativa.

Além disso, as partes deverão ainda revisar as especificações mínimas dos serviços previstos no Contrato e seus Anexos, em especial com relação à adequação, atualidade e novas tecnologias referentes aos indicadores e especificações, incluindo a verificação de alterações na demanda de energia necessária para atender as estruturas físicas da Administração Pública.

Após a primeira Revisão Ordinária, as demais revisões ocorrerão, nos mesmos termos, a cada 5 (cinco) anos.

l) Fiscalização e Verificador independente

O Poder Concedente exercerá a fiscalização das atividades realizadas na execução no âmbito do Contrato, determinando a execução de atos ou a suspensão daqueles que, comprovadamente, estejam sendo realizados em desconformidade com as obrigações e responsabilidades assumidas pela SPE, sem prejuízo da fiscalização realizada pelos órgãos reguladores e fiscalizadores diretamente perante o Poder Concedente.

A Minuta de Contrato também prevê a contratação de Verificador Independente, pessoa jurídica de direito privado a ser contratada para monitorar e aferir o desempenho da Concessionária, auxiliar o Poder Concedente na fiscalização, dentre outras atribuições na forma da lei e do contrato, e que esteja apta a atuar com total imparcialidade e independência frente às partes.

A contratação do Verificador Independente ficará a cargo da Concessionária, a qual deverá contratar dentre aqueles regularmente credenciados pela AGEPAN para exercer tal função, conforme Decreto nº 15.355, de 29 de janeiro de 2020, observando ainda as diretrizes estabelecidas nas diretrizes para contratação do Verificador Independente, que constitui Anexo específico do Contrato.

m) Solução de Conflitos

Deverá ser constituído pelas partes, em até 60 (sessenta) dias contados da assinatura do contrato, um Comitê Técnico de Governança, visando a solução de eventuais divergências de natureza técnica, econômico-financeira ou às metas e aos indicadores de desempenho, incluindo aquelas relativas ao cálculo de tais indicadores, o qual será composto por:

- 1 (um) representante indicado pelo Poder Concedente;
- 1 (um) representante indicado pela SPE;
- 1 (um) representante escolhido de comum acordo pelas Partes, que exercerá a função de Presidente do Comitê; e
- 1 (um) representante do Escritório de Parcerias Estratégicas – EPE da Secretaria de Estado de Governo e Gestão Estratégicas - SEGOV.

Cada um dos membros do Comitê Técnico de Governança terá direito a 1 (um) voto nas respectivas deliberações, com exceção do representante do Escritório de Parcerias Estratégicas – EPE que não terá direito a voto.

A Minuta do Contrato prevê ainda que as decisões do Comitê Técnico de Governança poderão ter efeito vinculante ou ser meramente opinativa, cabendo a parte que não concordar com as decisões do Comitê provocar o mecanismo de Arbitragem.

Em relação à Arbitragem o contrato prevê a administração por uma das seguintes instituições: Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá – CCBC; Corte de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional – CCI; ou Câmara de Mediação e Arbitragem Empresarial – CAMARB; segundo as regras previstas no regulamento vigente na data em que a arbitragem for iniciada.

A arbitragem deverá ser conduzida em Campo Grande.

n) Casos de Extinção

A Concessão extinguir-se-á, conforme legislação aplicável, nas seguintes hipóteses: advento do termo contratual; encampação; caducidade; rescisão amigável ou judicial; anulação; ou falência ou extinção da SPE.

6. DA CONCLUSÃO

O presente documento consiste na avaliação dos Estudos Técnicos apresentados pela Autorizada Garin Infraestrutura Assessoria e Participações Ltda, representante do grupo formado pelas empresas Moysés & Pires Sociedade de Advogados e Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL, referente aos Cadernos Técnico, Econômico-financeiro, Operacional, e Jurídico-Institucional, bem como na avaliação do grau de aproveitamento do estudo, e, aprovação da modelagem definitiva a ser atribuída ao projeto.

As avaliações e adequações da modelagem definitiva foram pautadas nos critérios preestabelecidos no Edital e nas premissas adotadas pela Administração Pública durante todo PMI.

A fundamentação sobre o percentual de aproveitamento dos Estudos Técnicos, assim como as adequações realizadas na modelagem definitiva foram detalhadamente descritas no decorrer deste relatório.

Considerando todos os argumentos apresentados e percentual de aproveitamento atribuído a cada caderno, atribuiu-se o grau total de 93,75% de aproveitamento dos estudos elaborados pela Autorizada Garin Infraestrutura Assessoria e Participações Ltda.

Dessa forma, aplicando-se esse percentual sobre o valor global dos Estudos apresentado pela Autorizada (R\$ 2.390.000,00), tem-se o valor de R\$ 2.240.625,00 (dois milhões duzentos e quarenta mil seiscentos e vinte e cinco reais) a ser ressarcido pelo vencedor do certame licitatório, como condição prévia à assinatura do contrato.

Por fim, considerando as premissas adotadas e os ajustes efetuados na modelagem, conclui-se que a modelagem definitiva está adequada a ser submetida à Consulta e Audiência Pública, para a posterior abertura do procedimento licitatório.

Diante do exposto, o Escritório de Parcerias Estratégicas - EPE submete o presente relatório conclusivo a este Conselho Gestor de Parcerias para deliberação acerca da aprovação do resultado do PMI nº 01/2021, do grau de aproveitamento atribuído aos Estudos Técnicos elaborados pela Autorizada Garin Infraestrutura Assessoria e Participações Ltda, representante do grupo formado pelas empresas Moysés & Pires Sociedade de Advogados e Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL, bem como, da aprovação da modelagem definitiva proposta para o projeto.

É o relatório que submetemos à apreciação.

Carlo Fabrizio Campanile Braga
Procurador do Estado
Coordenador Jurídico da CJUR-EPE

Gabriela Rodrigues
Diretora de Estruturação de Contratos e
Arranjos Institucionais

Juliana Maura Pegolo
Diretora Técnico-Operacional

Rédel Furtado Néres
Diretor Econômico-Financeiro

De acordo,

Eliane Detoni
Secretária Especial de Parcerias