

RESUMO EXECUTIVO

PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA, NA MODALIDADE CONCESSÃO ADMINISTRATIVA, 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 DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL

SUMÁRIO

1.	Introdução	3
2.	Técnico	4
2.1.	Potencial Energético	4
2.2.	Demanda	4
2.3.	Engenharia.....	6
2.3.1.	Parâmetros de Engenharia	6
2.3.2.	Terrenos.....	7
2.3.3.	Parâmetros de custos	8
3.	Modelo econômico financeiro	9
3.1.	Contraprestação	10
4.	Mensuração dos indicadores de Desempenho	13
5.	Ambiental.....	19
6.	Modelo de contratação escolhida para o Projeto	20
7.	Jurídico-Institucional	21
7.1.	Garantias Públicas.....	23

1. Introdução

O Projeto tem como objeto 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 do Estado de Mato Grosso do Sul. No Brasil, para incentivar o uso de fontes renováveis, foi possibilitado a geração distribuída a partir da resolução normativa da ANEEL nº482/2012 e da Lei nº 14.300/2022.

De forma simplificada, a geração distribuída de energia elétrica, possui, hoje, as seguintes características:

(i) É a geração de energia elétrica por consumidor do mercado cativo, através de centrais de geração distribuída de fontes renováveis, limitadas até 3MW de potência instalada;

(ii) A energia elétrica excedente que não tenha sido consumida no mesmo local pode ser injetada na rede de distribuição e contabilizada como crédito, passível de ser compensado em até 60 (sessenta) meses com o consumo futuro de energia elétrica pelo consumidor (*net metering*); e

(iii) Os créditos de energia elétrica podem ser alocados a outras unidades consumidoras de titularidade do consumidor proprietário da unidade de geração distribuída, desde que previamente indicada tal alocação, situadas na mesma área de concessão da distribuidora que recebeu os excedentes injetados na rede de distribuição.

O objetivo do Projeto é reduzir os custos com a energia nas instalações e prédios do Estado, bem como proporcionar o incremento do uso de fontes renováveis e sustentáveis. Para isso optou-se pela modelagem de autoconsumo remoto, a ser contratada por meio de parceria público-privada – PPP na modalidade concessão administrativa. A demanda a ser contratada foi dimensionada a partir do consumo de energia elétrica do Governo durante o ano de 2021.

		Governo
Poder Concedente	-	Governo
Distribuidora local	-	Energisa e Elektro
Capacidade nominal equivalente para atendimento do consumo	MWac	10,7MW
Consumo a ser atendido	Kwh/ano	25.983.220
Contraprestação mensal	R\$/mês	1.116.395,36
Valor do Contrato	R\$	80.124.060
Investimento	R\$	80.124.060

Tabela 1: Dimensionamento das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaicas para Governo

Conforme Tabela 1 o consumo a ser atendido com a contratação será de 25.983.220kWh, representando uma contraprestação mensal de R\$ 1.116.395,36.

Após a implantação das centrais fotovoltaicas o Governo do Estado de Mato Grosso do Sul espera diminuir os custos com energia elétrica ao longo de toda a concessão.

Ao optar por centrais fotovoltaicas, o Estado de Mato Grosso do Sul estará menos suscetível às variações do preço da energia elétrica, dado que a geração solar é formada por um preço único, isto é, sem valores adicionais devido às restrições climáticas.

2. Técnico

2.1. Potencial Energético

A modalidade de autoconsumo remoto escolhida para o projeto permite que as centrais sejam construídas em qualquer terreno dentro da região de atendimento da distribuidora local à qual será conectada contabilizando assim os créditos da geração.

Para calcular a irradiação solar anual foram analisadas 15 diferentes regiões do Estado, com dados obtidos pelo Atlas Global Solar, conforme a tabela 2.

Região	Coordenada de referência	Irradiação global horizontal anual (kWh/m ²)	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

Tabela 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 2.000,5 kWh/kWp, já considerando a perda de eficiência de 2,5% das placas solares do primeiro ano.

2.2. Demanda

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 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.

Somente as unidades consumidoras de baixa tensão foram contempladas no projeto. Em síntese, as unidades do grupo B, em 2021, somaram um consumo de 27.438.030kWh.

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

Tabela 3: Tarifa média Governo 2021

O Governo paga, em média, R\$ 0,72/kWh na Elektro e R\$ 0,83/kWh na Energisa. As tarifas analisadas representam a tarifa da energia sem o acréscimo de impostos, como explicitado no Modelo Econômico-Financeiro.

A geração de energia esperada foi definida considerando o consumo nas 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 Distribuidoras de energia para remunerar a disponibilidade do sistema para determinada Unidade Consumidora.

O custo de disponibilidade é determinado pela Resolução Normativa ANEEL nº414/2010. A quantidade a ser paga é diferenciada conforme o tipo de ligação do cliente:

- Ligações monofásicas será cobrado o equivalente ao consumo de 30 kWh;
- Ligações bifásicas o equivalente a 50 kWh; e
- Ligações trifásicas o equivalente a 100 kWh.

A quantidade de kWh, referente ao custo de disponibilidade, totaliza 1.454.810 kWh. Portanto, a demanda a ser contratada será de 25.983.220 kWh, conforme tabela 4.

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

Tabela 4: Demanda energética do Governo

Foi definido como premissa que a forma de contratação da demanda será uma 'curva flat' portanto a entrega de energia das centrais fotovoltaicas será constante ao longo dos 23 anos da concessão.

2.3. Engenharia

2.3.1. Parâmetros de Engenharia

Para atender a demanda de energia projetada de 25.983.220 kWh, durante a operação, a SPE deverá gerar o suficiente. Para o projeto referencial foi considerada esta premissa com a elaboração de 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 Atlas Global Solar. Para o cálculo de geração da central fotovoltaica, retirou-se os 2,5% de perda das placas fotovoltaicas no ano 1, dessa forma, o fator de geração esperado da central 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 da SPE.

O kit fotovoltaico é composto por módulos fotovoltaicos, inversores, *combiner box*, cabos elétricos, comunicação e o sistema de supervisão e aquisição de dados (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.

Foram consideradas placas com *tracker*, bifaciais, que possuem células fotovoltaicas com duas faces em vez de uma para absorver a energia solar radiante. Os painéis foram escolhidos pois, por absorverem irradiação da superfície, são capazes de produzir mais energia.

As placas bifaciais utilizam o efeito Albedo, onde a luz solar refletida do solo ou de alguma superfície é absorvida. Considerou-se que tais placas produzem 8% a mais do que uma placa somente com *tracker*.

Foram utilizadas informações genéricas a respeito das placas fotovoltaicas, a fim de não vincular as fabricantes.

É esperado que a produção da usina fotovoltaica seja constante ao longo dos 23 anos, portanto no projeto referencial foi previsto um adicional de 3,5% no CAPEX. Essa previsão é referente à degradação das placas até o 10º ano, onde, deverá ocorrer o reinvestimento sendo necessário a troca de placas e equipamentos para manter a produção de energia conforme contrato. A área total considerada para a implantação da central fotovoltaica foi de 3 hectares por MW instalado, considerando placas com tecnologia *tracker* bifacial. Recomenda-se que o privado escolha áreas em que não seja necessário a supressão vegetal. É importante mencionar que, de acordo com a Lei nº 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 Centrais Fotovoltaicas será por meio das redes de distribuição existentes. A conexão de uma central fotovoltaica 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.

A seguir apresenta-se um resumo das premissas adotadas para elaboração dos custos de investimento do projeto referencial.

Descrição Usina		
Potência Inversor (kWac)	kWac	10.767,52
Sobrecarga	%	25,00%
Potência (kWp)	kWp	13.459,39
Área necessária (3ha/Wp + 20% reserva legal)	ha	50,47
Custo unitário terreno	R\$/ha	21.994,28
O&M	R\$/Kwp por ano	65,00
Kit Fotovoltaico	R\$/wp	2,57
Estruturas com tracker	R\$/wp	1,03
Mão de obra implantação	R\$/wp	0,96
Custo de Conexão	R\$/wp	0,08
Capex GD 2 ciclo	%	15,00%
Ressarcimento	R\$	2.240.625,00
B3	R\$	235.007,54
Contingência	%	5,00%
Adicional de capacidade para atendimento curva fl	%	3,50%

Tabela 5: Resumo dos custos utilizados no Projeto

2.3.2. Terrenos

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 centrais de energia fotovoltaica visando atender a demanda 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 de energia.

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. Nos projetos analisados verificou-se que o parceiro privado assumiu riscos relacionados à erros na conexão ou na inviabilidade técnica da área pré-definida, quando os riscos efetivamente se materializaram, impossibilitaram o regular prosseguimento das contratações e inviabilizaram a implantação das Centrais de Energia Fotovoltaica.

2.3.3. 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 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, 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 os custos de Operação e Manutenção, considerado no modelo financeiro, utilizou-se o valor de R\$ 65 kW/ano, valor este 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 que não estiverem em perfeitas condições para entrega da energia contratada.

O custo de conexão estimado foi um custo provável de mercado para a conexão em baixa tensão.

Segundo o PRODIST 3, da ANEEL, caso seja necessário, obras complementares, na consulta de acesso será apresentado orçamento da obra de conexão da unidade

consumidora, contendo a memória de cálculo dos custos orçados e o quantitativo da participação financeira da distribuidora e do acessante.

Os custos para investimentos – CAPEX previstos no projeto referencial são os apresentados a seguir.

CAPEX	Total (R\$)
Equipe Administrativa	460.797
Terreno	1.110.111
Kit Fotovoltaico	34.536.805
Estruturas com tracker	13.814.722
Mão de obra implantação	12.985.839
Custo de Conexão	1.076.752
Contingência	3.206.880
Ambiental	613.374
Despesas Pré Operacionais	2.475.632
Reinvestimentos	9.843.149
Total (R\$)	80.124.062

Tabela 6: CAPEX

Ao longo dos 23 anos da concessão, as despesas operacionais (OPEX) previstas foram distribuídas conforme segue:

OPEX	Total (R\$)	Percentual
Equipe Administrativa	25.890.716,92	47,84%
Operação e Manutenção	19.246.933,19	35,57%
Seguros e Garantias	2.222.677,71	4,11%
Outros Custos	6.753.641,87	12,48%
TOTAL	54.113.969,69	100,0%

Tabela 7: Despesas Operacionais - OPEX

O OPEX foi dimensionado com a previsão de uma equipe de funcionários para a SPE durante toda a concessão, considerando que as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaicas serão instaladas em 3 localizações distintas, sendo duas localizações na região da Energisa e uma na região da Elektro. Para os valores unitários foram utilizados como referência de preços e custos a tabela Sicro/Sinapi de fevereiro de 2022, atualizados pela data base de março de 2022.

No que se refere a outros custos, foram previstos R\$ 20.000,00 por mês para despesas administrativas da SPE e o repasse de 0,5% da contraprestação como encargo da EPE (art. 23, II da Lei 5.829/2022).

3. Modelo econômico financeiro

Para a construção do modelo econômico-financeiro, foram utilizadas as seguintes premissas:

- a) Para o primeiro ano de contrato está prevista a implantação das centrais de energia elétrica fotovoltaicas. O início da operação é prevista para o ano 2 de contrato, com 100% da capacidade;
- b) Para obter a melhor estimativa do custo da instalação das centrais fotovoltaicas, o estudo adota como parâmetros técnicos os dados referentes à construção de centrais da mesma potência, com detalhamento e especificações dos investimentos resultantes de levantamentos de preços públicos e análises de mercado realizados;
- c) Foi utilizada a data base de março/2022 para cálculo e estimativa de valores.

Prazo de Concessão	23 anos
Data base	mar/22
Moeda	Real
Prazo para implantação da infraestrutura	12 meses
Investimentos estimados	R\$ 80,12 milhões
Despesas operacionais	R\$ 54,11 milhões
TIR de Projeto	9,73%
Payback do Projeto	11 anos
Financiamento	34,67 milhões

Tabela 8: Resumo dos parâmetros financeiros

3.1. Receitas

A partir da implantação da infraestrutura e disponibilização dos serviços, a SPE receberá R\$ 1.116.395,36 de contraprestação pública mensal máxima, o que equivale a uma receita bruta anual de R\$ 13.396.744,27. Para efeitos de estruturação da modelagem financeira do projeto, não foi considerada a incidência de fatores de desempenho e de compartilhamento de receitas acessórias.

3.2. Tributos

Ao longo do período contratual de 23 anos, prevê-se que a SPE pagará um montante de R\$ 57.035.451,35 em tributos e contribuições setoriais, dos quais R\$ 31.541.447,00 de IR/CSLL, R\$ 14.736.418,70 de ISS e R\$ 10.757.585,65 de PIS/COFINS.

As simulações entre regimes de tributação revelaram ser o Regime de Tributação Presumido o mais adequado para o perfil e o porte do projeto.

3.3. Investimentos (CAPEX)

Os investimentos previstos para o projeto são de R\$ 80.124.061,00, considerando as despesas pré-operacionais, investimentos (1º ciclo) e reinvestimentos (2º ciclo, conforme tabela 9).

CAPEX	Total (R\$)	Percentual
Despesas Pré-operacionais	2.475.632	3,09%
Equipe Administrativa	460.797	0,58%
Terreno	1.110.111	1,39%

CAPEX	Total (R\$)	Percentual
Kit Fotovoltaico	34.536.805	43,10%
Estruturas com tracker	13.814.722	17,24%
Mão de obra implantação	12.985.839	16,21%
Custo de Conexão	1.076.752	1,34%
Contingência	3.206.880	4,00%
Ambiental	613.374	0,77%
Reinvestimentos	9.843.149	12,28%
Total (R\$)	80.124.061	100,00%

Tabela 9: Capex

3.4. Despesas Operacionais (OPEX)

Ao longo dos 23 anos da concessão, as despesas operacionais (OPEX) são distribuídas conforme apresentado na tabela 10:

OPEX	Total (R\$)	Percentual
Equipe Administrativa	25.890.716,92	47,84%
Operação e Manutenção	19.246.933,19	35,57%
Seguros e Garantias	2.222.677,71	4,11%
Outros Custos	6.753.641,87	12,48%
TOTAL	54.113.969,69	100,0%

Tabela 10: Despesas Operacionais - Opex

3.5. Despesas Operacionais a cargo do Poder Concedente

Com o objetivo de reduzir os gastos governamentais com o projeto, relativo à incidência de PIS/COFINS, as seguintes despesas serão de responsabilidade do Poder Concedente (não incluídas no valor da contraprestação):

Despesa	Conceito	Custo anual estimado
TUSD geração	Uma vez implantadas, as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica serão consideradas unidades consumidoras de alta tensão (Grupo A), sobre as quais incidirá uma tarifa fixa (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD), estimada conforme a potência instalada e medida em kW	R\$ 2.813.360 em 2023 R\$ 2.701.220 a partir de 2024
Disponibilidade das unidades de baixa tensão	Consumo mínimo de cada uma das unidades de baixa tensão do governo, não é passível de compensação com créditos gerados, sendo de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh para as unidades mono, bi e trifásicas, respectivamente	R\$ 1.202.439,95

Tabela 11: Despesas Operacionais a cargo do Poder Concedente

3.6. Financiamentos

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. O reinvestimento será realizado no 10 ano e, por ser destinado aos equipamentos necessários, será

elegível para o financiamento. Do montante elegível, considerou-se que 55% seriam cobertos pela captação de financiamentos.

Dessa forma, foi considerada a captação de recursos de terceiros de acordo com as premissas:

Linha de Financiamento BNDES – Finame Baixo Carbono	Governo
Valor Captado(R\$)	34.665.120
% Alavancado	55%
Prazo do Financiamento (meses)	120
Carência Principal (meses)	24
Taxa (base + spread + risco)	6,89%+IPCA
Índice de Cobertura mínimo	1,30

Tabela 12: Financiamentos

3.7. Taxa de desconto

Considerando que a TIR é a taxa de desconto utilizada para a apuração do Valor Presente Líquido do fluxo de caixa de cada período, o modelo resultou em uma taxa mínima de atratividade de 9,73% a.a., conforme apresentado na figura a seguir:

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

Para a construção da taxa WACC utilizada no modelo foram utilizadas:

	Taxa	Referência	Abrangência
Custo de Capital			
Taxa livre de risco	2,94%	T-Bonds 10 years	25 anos
Risco de Mercado	4,51%	S&P500	25 anos
Beta (alavancado)	1,07	Green & Renewable Energy-Adamodaran	
Inflação Brasil	3%	Banco Central do Brasil	
Inflação EUA	2,1%	Projeção FED	
Risco Brasil	3,9%	EMBI +	20 anos
Ke = Custo do Capital Próprio Nominal USD	13,78%		
Ke = Custo do Capital Próprio Nominal BRL	14,79%		
Ke = Custo do Capital Próprio Real	11,44%		
Kd = Custo de Capital de Terceiros	7,16%		

Tabela 13: Variáveis utilizadas na Taxa WACC

3.8. Contraprestação

A SPE fará jus ao recebimento da contraprestação mensal paga pelo Governo do Estado de Mato Grosso do Sul em contrapartida à execução do objeto da implantação, operação, manutenção e gestão dos créditos das centrais fotovoltaicas, de acordo com as condições e regras definidas constantes na Minuta e Anexos do Contrato da Concessão Administrativa.

A contraprestação é a receita bruta da SPE durante os meses de operação das centrais. Portanto, os primeiros doze meses da concessão são considerados como período de implantação, portanto, sem contraprestação.

O valor máximo da contraprestação foi obtido ao igualar a Taxa Interna de Retorno (TIR) do Projeto e a Taxa de Mínima Atratividade (TMA) do capital à contraprestação mensal. Tal valor é constante durante toda a projeção de receita. Entretanto, o reajuste contratual será realizado anualmente, no mês seguinte ao aniversário da assinatura do contrato, e será calculado a partir do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE.

O valor efetivo da Contraprestação Pública será calculado mensalmente, a partir do Relatório de Avaliação de Desempenho, que será elaborado e entregue pelo Poder Concedente em até 5 (cinco) dias úteis contados do final do mês de referência.

4. Mensuração dos indicadores de Desempenho

O cálculo da Contraprestação Pública mensal será realizado com base na seguinte fórmula:

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

Em que:

Contraprestação Pública $_m$ é a remuneração mensal devida pelo Poder Concedente à SPE no mês m ;

CPM - Contraprestação Máxima: é a remuneração mensal devida pelo Poder Concedente à SPE em virtude da implantação de infraestrutura e prestação de serviços objeto do contrato; e

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

A aferição dos Indicadores de Desempenho que compõem este Anexo deverá ser iniciada a partir da emissão do ateste de comissionamento das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, conforme consta no Termo de Referência, isto é, 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.

Para compor o procedimento de avaliação, cada indicador obterá uma nota entre 0 (zero) a 1 (um).

A aferição e metodologia dos indicadores de desempenho deverão constar nos relatórios de desempenho mensal, que serão entregues pela SPE ao Poder Concedente. Ou seja, a remuneração mensal da SPE será balizada pelo cálculo do fator de desempenho (FD).

Os indicadores de desempenho considerados para o ativo serão baseados na geração de energia, nos créditos reconhecidos perante a distribuidora de energia e na manutenção e conservação das centrais fotovoltaicas. Tais indicadores serão objeto de avaliação contínua e recorrente, a serem realizados pela SPE, e serão ponderados como descrito na tabela 14.

Indicador	Peso
1. Geração de energia	50%
2. Créditos Estado-Distribuidora	40%
3. Manutenção e Conservação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica	10%

Tabela 14: Indicadores de desempenho propostos.

4.1 Indicador Geração de energia – ID1

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:

$$Capacidade\ de\ Geração_{i1} = \left(\left(\frac{Produção\ efetiva\ de\ energia_t}{Entrega\ contratual\ de\ energia_t} \right) - 1 \right) \times 100$$

Em que:

Capacidade de Geração_{i1}: índice em percentual, que receberá a pontuação conforme tabela 15;

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.

Até o décimo primeiro mês após a instalação das Centrais de Energia Fotovoltaica, a apuração do Indicador de Desempenho levará em consideração:

- 1) Numerador: produção efetiva de energia acumulada até o mês de referência;

- 2) Denominador: entrega contratual anual acumulada até o mês de referência, em termos proporcionais.

A apuração do Indicador de Desempenho durante os primeiros 11 (onze) meses após a instalação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica será feita a partir da comparação entre a produção de energia efetiva acumulada até o mês m e a produção contratual acumulada até o mês M , de acordo com a fórmula abaixo:

$$\left(\frac{\sum_1^m \text{Produção efetiva de energia no mês } m}{\frac{m}{12} \text{ Entrega contratual de energia}} - 1 \right) \times 100$$

, onde $1 \leq m \leq 11$.

A escolha por essa análise nos primeiros meses garante que a SPE será avaliada pela sua produção de energia elétrica proporcional até alcançar a geração mínima contratual.

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

INTERVALO	PONTUAÇÃO
$i1 \geq 0$	1
$0 > i1 \geq -0,2$	0,8
$-0,4 \leq i1 < -0,2$	0,6
$-0,6 \leq i1 < -0,4$	0,4
$i1 < -0,6$	0

Tabela 15: Pontuação da eficiência de Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica.

4.2 Indicador Créditos reconhecidos perante a Distribuidora de Energia (Créditos Estado-Distribuidora) – ID2

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:

$$\text{Créditos reconhecidos } i_2 = \left(\left(\frac{\text{Créditos reconhecidos pela Distribuidora de Energia}}{\text{Produção efetiva de energia } t} \right) \times 100 \right)$$

Em que:

Créditos reconhecidos i_2 : índice entre 0 (zero) e 100% (cem por cento) que receberá pontuação conforme **Erro! Fonte de referência não encontrada.16**;

Produção efetiva de energia t é a produção em kWh do período; e

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

Até o décimo primeiro mês após a instalação das Centrais de Energia Fotovoltaica, a apuração do Indicador de Desempenho levará em consideração:

1. Numerador: o somatório entre os créditos reconhecidos pela distribuidora;
2. Denominador: produção efetiva de energia acumulada até o mês de referência;

A apuração do Indicador de Desempenho durante os primeiros 11 (onze) meses após a instalação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica será feita a partir da comparação entre os Créditos reconhecidos pela Distribuidora de Energia até o mês M e a produção de energia efetiva acumulada até o mês M , de acordo com a fórmula abaixo:

$$\left(\frac{\sum_1^m \text{Créditos reconhecidos pela Distribuidora de Energia no mês}_m}{\sum_1^m \text{Produção efetiva de energia no mês}_m} \right) \times 100$$

onde $1 \leq m \leq 11$.

A escolha por essa análise nos primeiros meses garante que a SPE será avaliada pela sua produção de energia elétrica proporcional até alcançar a geração mínima contratual.

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

INTERVALO	PONTUAÇÃO
$i_2 \geq 98$	1
$96 \leq i_2 < 98$	0,8
$94 \leq i_2 < 96$	0,6
$92 \leq i_2 < 94$	0,4
$90 \leq i_2 < 92$	0,2
$i_2 < 90$	0

Tabela 16: Pontuação da eficiência dos créditos alocados.

4.3 Indicador Manutenção e Conservação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaicas – ID3

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 sejam avaliadas.

Método de aferição do indicador:

$$Manutenção e Conservação_{i3} = \left(\frac{Quantidade\ de\ não\ conformidades}{Quantidade\ de\ itens\ analisados} \right) \times 100$$

Sendo:

Manutenção e Conservação_{i3}: índice em percentual, que receberá a pontuação conforme tabela 17.

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:

INTERVALO	PONTUAÇÃO
0 ≤ i3 ≤ 20	1
20 < i3 ≤ 40	0,8
40 < i3 ≤ 55	0,6
55 < i3 ≤ 70	0,4
70 < i3 ≤ 85	0,2
85 < i3 ≤ 100	0

Tabela 17: Pontuação da Manutenção e Conservação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica

A inspeção será feita a partir dos parâmetros entregues pela SPE no Plano de Implantação, conforme item 4 do Termo de Referência. O rol exautivo de verificação sugerida será:

	Item	Periodicidade
1	Módulos Fotovoltaicos 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	Mensal
2	String Box/Combiner Box Inspeção visual, Inspeção da identificação das Strings Verificação dos fusíveis e DPS (Se aplicável), Limpeza	Mensal

	Item	Periodicidade
	Termografia	
3	Inversores Fotovoltaicos 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	Mensal
4	Quadros Elétricos de Baixa tensão Inspeção visual Verificação das conexões elétricas Verificação dos fusíveis e DPS (Se aplicável) Verificação dos aterramentos Limpeza Termografia	Mensal
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	Mensal
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	Mensal
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 Central de Energia Elétrica Fotovoltaica	Mensal
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	Mensal

Tabela 18: Rol de Verificação dos itens da Central de Energia Elétrica Fotovoltaica

5. 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 nº 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 nº 140/2011, 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 central de energia elétrica fotovoltaica no Mato Grosso do Sul, o licenciamento ambiental será conduzido na forma estabelecida da Resolução SEMADE nº 09 de 13 de maio de 2015 e SEMAGRO n. 689, de 28 de fevereiro de 2020.

De acordo com o item 2.68.0, da Resolução SEMADE n.º 9/2015, acrescentado pela Resolução SEMAGRO n. 689 de 28 de fevereiro de 2020, são isentas de licenciamento ambiental as atividades de construção, reforma e ampliação de Central de Energia Elétrica Fotovoltaica eólica ou solar com área ocupada de até 15 (quinze) hectares ou produção de até 5 (cinco) MW de energia desde que ocupe área antrópica, mediante Informativo de Atividade, a ser protocolado perante o Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul – IMASUL.

A isenção não se aplica em casos de atividades com locação em Unidades de Conservação de Proteção Integral, às Áreas de Preservação Permanente, salvo quando atendidas as disposições da Lei Federal nº 12.651/2012, e 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.

Conforme Resolução SEMADE nº9/2015, no caso de atividade inserida em Unidade de Conservação (UC) ou Zona de Amortecimento (ZA) de UC, o IMASUL procederá conforme regras contidas na Resolução CONAMA nº428/2010, o qual solicitará ao órgão gestor da UC autorização para prosseguir com o licenciamento.

No caso de localização em terra indígena, o Licenciamento Ambiental deverá ser solicitado ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, conforme disposto no inciso I, Art. 4º, da Resolução CONAMA nº 237/1997 e inciso XIV, alínea “c”, Art. 7º, da Lei Complementar nº 140/2011, com as rotinas estabelecidas por aquele órgão federal.

No âmbito do estado, existe o Programa de Municipalização da Gestão Ambiental, de modo a proporcionar a descentralização da gestão ambiental de Mato Grosso do Sul, principalmente o licenciamento ambiental. Assim, é praticada a Cooperação com os municípios para que estes assumam seu papel constitucional de gestão ambiental local.

A competência será municipal, ouvidos os órgãos competentes da União, dos estados e do Distrito Federal, quando couber, quando o empreendimento apresentar impacto ambiental local e quando for delegado pelo Estado por normativa legal ou por convênio. Caberá ao órgão ambiental competente definir os estudos ambientais pertinentes para o processo de licenciamento.

A escolha das áreas para instalação das Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica é de responsabilidade da SPE e, deverão considerar, preferencialmente, a não supressão vegetal.

6. Modelo de contratação escolhida para o Projeto

Dentre os modelos de contratação existentes, sendo Concessão Comum, Contratação pela Lei Geral de Licitações, Concessão Patrocinada, Concessão Administrativa ou a Contratação via nova Lei Geral de Licitações, optou-se pela Concessão Administrativa, haja visto ser o que melhor atende às pretensões do Estado.

A escolha do modelo de contratação, como verificado, certamente deve ser fundamentada com base na natureza do serviço que se pretende delegar (se público ou de interesse público), bem como na possibilidade deste serviço ser ou não fruível individualmente e passível de remuneração integral por meio da arrecadação tarifária.

Para a caracterização de uma atividade administrativa como serviço público, faz-se necessária a definição deste serviço por meio de lei específica, a qual deverá, também, prever a eventual cobrança de tarifa dos usuários, em obediência ao princípio da legalidade, inerente à atuação da Administração Pública.

Nesse sentido, dada a inexistência de lei que possibilite o custeio dos serviços mediante contribuição e a impossibilidade de fruição individual, resta inviabilizada a adoção, no presente Projeto, das modalidades de Concessão Comum e/ou Patrocinada. Isto porque, os serviços em questão são de interesse público, e não um serviço público, haja visto que tem por objetivo atender a demanda energética das estruturas físicas da própria Administração Pública Estadual.

Desta forma, considerando toda a explanação, no caso sob análise e considerando o escopo do Projeto, a única modalidade de contratação que se adequa à atual disciplina jurídica da matéria é a Parceria Público-Privada, na modalidade Concessão Administrativa.

Em 06 de janeiro de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.300, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, bem como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Antes disso, o regime jurídico aplicável à micro e minigeração distribuída e ao SCEE era alvo de marco regulatório, de lavra da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos moldes preconizados pela Resolução Normativa nº 482/2012.

Definiu-se o período de 23 anos, ou até 2045, devido à Lei nº 14.300/2022, conforme Parágrafo Único do Art. 1º, garantir, até 31/12/2045, a aplicação do limite de 5MW para centrais de minigeração distribuída, inclusive de fontes não despacháveis (como a solar fotovoltaica), que solicitarem acesso até 12 (doze) meses após a publicação da respectiva Lei.

Após 31/12/2045, em tese, as centrais de minigeração distribuída com potência instalada acima de 3MW e de fontes não despacháveis (como a solar fotovoltaica) não poderão se enquadrar como centrais de minigeração distribuída, mesmo que tenham solicitado seu acesso ao sistema em até 12 (doze) meses após a publicação da Lei nº 14.300/2022. Como não há definição do sistema de geração distribuída funcionar após o prazo da Legislação, utilizou-se como prazo máximo dezembro de 2045.

7. Jurídico-Institucional

A Concessão Administrativa, regida pela Lei Federal n.º 11.079/04, consiste no modelo de contratação pelo qual a Administração Pública é a usuária direta ou indireta do serviço delegado.

Os serviços prestados nas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica, para atender a demanda energética das estruturas físicas da Administração Pública, serão prestados

diretamente pela SPE à Administração Pública, e fará jus ao recebimento de contraprestação.

Para a viabilização do projeto será adotada a modalidade de autoconsumo remoto, no qual o Estado de Mato Grosso do Sul será o titular das centrais de geração distribuída de energia elétrica, possibilitando que toda energia elétrica gerada seja compensada em benefício de suas unidades consumidoras, situadas dentro das áreas de concessão federal da distribuição de energia elétrica, rede na qual as centrais de energia fotovoltaica estarão conectadas.

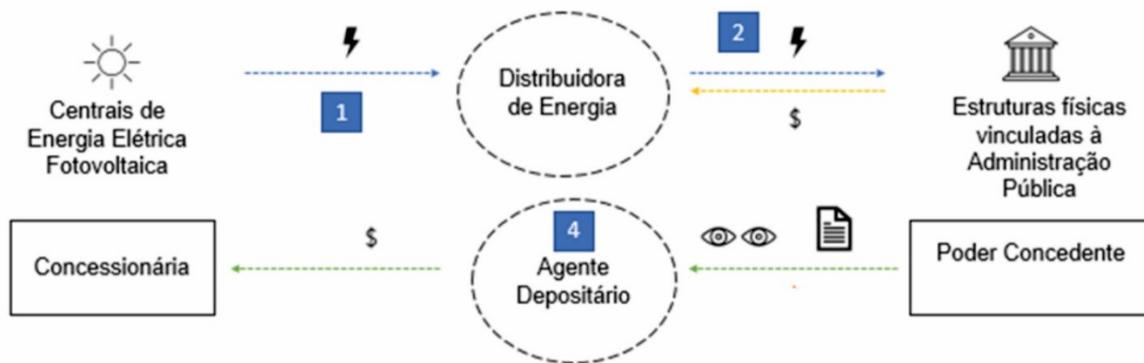
Um dos requisitos é que as unidades consumidoras, com as centrais de energia elétrica fotovoltaica, estejam sob a titularidade da pessoa jurídica de direito público interno, o Estado de Mato Grosso do Sul. Deve-se conservar a relação entre os mesmos CNPJs com suas unidades consumidoras, as quais se beneficiarão com a destinação dos créditos de energia gerados.

As Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica serão implantadas como micro ou minigeração distribuída, nos termos da Resolução Normativa nº 482/12 e Lei nº 14.300/2022, na modalidade de autoconsumo remoto. Disso, extraí-se as seguintes regulamentações gerais:

- (i) As unidades consumidoras com micro ou minigeração devem ter potência instalada de até 3 MW (três megawatts), vedando-se a divisão das centrais geradoras em um mesmo imóvel, sob pena de infração ao art.11º, § 2º, da Lei nº 14.300/2022;
- (ii) As unidades consumidoras com micro ou minigeração devem estar sob a titularidade do Estado de Mato Grosso do Sul, guardando-se a devida pertinência de relação com as demais unidades consumidoras do Estado;
- (iii) Os imóveis em que serão implantadas as unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída devem estar em posse, ainda que indireta, do Estado de Mato Grosso do Sul, para o fim de solicitação de acesso perante a distribuidora local;
- (iv) O procedimento de Solicitação de Acesso deve ser iniciado perante a distribuidora local, preferencialmente, sob a titularidade do Estado de Mato Grosso do Sul;
- (v) Não podem ser incluídas como unidades com micro ou minigeração as centrais que já tenham sido objeto de registro, permissão ou autorização para o fim de comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Livre ou Regulada de Energia Elétrica;
- (vi) Não podem ser incluídas como unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Créditos de Energia (SCEE) as que se enquadram como consumidores livres ou especiais e são participantes do Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica (ACL);
- (vii) Não pode haver a comercialização da energia elétrica proveniente das unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída;
- (viii) Cada Central de Energia Elétrica Fotovoltaica deve ser instalada em um imóvel distinto e com distâncias suficientes para garantir a não aplicação da vedação prevista no Art. 4, § 3º, da Resolução Normativa nº 482/12; e
- (ix) A critério da SPE, poder-se-á instalar centrais de minigeração de menor porte, em um mesmo local, observando-se o limite conjunto de 3MW, hipótese que poderá facilitar

a obtenção de receitas acessórias pela SPE.

Os agentes envolvidos na prestação do serviço serão o Poder Concedente, a SPE, as distribuidoras de energia, conforme figura:



Sobre a imagem, esclarece-se:

- I. As Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica implantadas, mantidas e operadas pela SPE produzirão energia mensalmente, em quantidade igual ou maior ao mínimo previsto no Contrato, energia esta que será injetada no sistema das distribuidoras locais;
- II. As distribuidoras locais abastecerão as unidades consumidoras, vinculadas às estruturas físicas da Administração Pública aderentes ao Projeto, por meio do desconto da energia efetivamente gerada pelas Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica e o total de energia consumido pelas unidades consumidoras;
- III. Para fins de compensação, caso as Centrais de Energia Elétrica Fotovoltaica gerem uma quantidade de energia superior à necessária para abastecer a Administração Pública em determinado mês, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses, de acordo com o artigo 6.º, §1º, da Resolução da ANEEL n.º 482, de 17 de abril de 2012 e Lei nº 14.300/2022,
- IV. O Poder Concedente depositará, mensalmente, recursos vinculados à concessão (FPE) em conta bancária própria administrada por Agente Depositário contratado, de acordo com diretrizes estabelecidas no Anexo III, da Minuta de Contrato de Concessão. O agente será responsável pela movimentação destes recursos, pela administração e manutenção da conta vinculada (responsável pelo pagamento da contraprestação) e da conta garantia (composta por saldo mínimo para fazer frente à eventual acionamento da garantia pública), desde o recebimento dos valores até o efetivo pagamento à SPE.

7.1. Garantias Públicas

De acordo com a Minuta de Contrato proposta para o Projeto, o Poder Concedente, de forma irrevogável e irretratável, se obriga a constituir e manter a sua garantia de

adimplemento (garantia pública), devendo vincular recursos a serem mantidos em contas bancárias segregadas (as denominadas “Conta Vinculada” e “Conta Garantia”), administrada por Agente Depositário, contratado pelo próprio Poder Concedente, os quais serão utilizados tanto para o pagamento das contraprestações mensais, quanto para fins de acionamento da garantia, equivalente ao valor de 3 (três) Contraprestações Mensais Máximas, em caso de inadimplemento do Poder Concedente.

Os recursos depositados na Conta Garantia são destinados exclusivamente a garantir as obrigações pecuniárias do Poder Concedente perante a SPE em razão do Contrato, devendo ficar indisponíveis e vinculados ao Contrato, em caráter irrevogável e irretratável, desde a sua assinatura até final liquidação de tais obrigações, não podendo, portanto, ser movimentados ou utilizados para nenhuma outra finalidade, tampouco dados em garantia de quaisquer outros projetos ou contratos do Poder Concedente, independentemente de sua natureza.

A definição acerca da origem dos recursos que serão ofertados a título de garantias públicas, objetivando assegurar o pagamento das obrigações pecuniárias assumidas perante a SPE, o Poder Concedente poderá ofertar, essencialmente, recebíveis oriundos do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, composto por repasses de recursos federais ao Estado de Mato Grosso do Sul, cuja vinculação esteja legalmente autorizada.

A critério do Poder Concedente e condicionado à aceitação da SPE, a Conta Garantia poderá ser substituída por Fundo Garantidor de natureza privada, com cobertura equivalente a uma Contraprestação Pública, desde que classificado com nível A ou B, nos termos do art.1º, da Resolução n.º 2.682, de 21 de dezembro de 1999, do Banco Central de Brasil – BACEN.

Constitui motivo justificado a não aceitação da proposta do Poder Concedente para substituição da garantia pública em valor correspondente, prestada por fundo garantidor privado, a demonstração pela SPE ou pelos financiadores, da insuficiência, falta de liquidez ou agravamento de risco da garantia pública ofertada.

Por fim, a estruturação proposta assegura ao Poder Concedente, no intuito de assegurar a qualidade e a liquidez dos recursos destinados à reposição ou complementação da garantia pública, poderá contratar auditor independente que será encarregado de certificar que o processo de classificação de risco de crédito das operações dos fundos garantidor privado está em conformidade com os parâmetros da Resolução nº 2.682/99 do BACEN.