



EDITAL DE CONCORRÊNCIA PÚBLICA Nº [●]/2021

ANEXO 1 – PLANO DE NEGÓCIO DE REFERÊNCIA

PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA NA MODALIDADE CONCESSÃO ADMINISTRATIVA PARA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DESTINADAS AO SUPRIMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS VINCULADAS À SECRETARIA MUNICIPAL DE ADMINISTRAÇÃO DO MUNICÍPIO DE INDIAROBA/SE, COM GESTÃO DE SERVIÇOS DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ENERGIA ELÉTRICA.



SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
2	ÁREA DE INTERESSE	9
3	ETAPA DE DIAGNÓSTICO	11
3.1	Instalações Prediais.....	11
4	ETAPA DE VIABILIDADE TÉCNICA	15
4.1	Geração Distribuída	15
4.2	Sistema solar Fotovoltaico	16
4.3	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.....	18
4.3.1	Especificações Técnicas Mínimas Para o Dimensionamento	18
4.3.1.1	Módulos Fotovoltaicos	19
4.3.1.2	Inversores para Conexão à Rede.....	19
4.3.1.3	Caixas de Junção c.c.	21
4.3.1.4	Estruturas de Suporte.....	22
4.3.1.5	Conexão da Usina ao Sistema Elétrico	22
4.3.1.6	Sistema de Aterramento e Equipotencialização	24
4.3.1.7	Estação Meteorológica	25
4.3.1.8	Sistema de Monitoramento.....	25
4.3.1.9	Arquitetura, Comunicação e Equipamentos	28
4.3.2	DIMENSIONAMENTO DE PRODUÇÃO.....	29
5	ETAPA DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	35
5.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	35
5.2	Capital Expenditure (CAPEX).....	35
5.3	Operational Expenditure (OPEX).....	36



5.4	Projeção de Produção de Energia Elétrica	38
5.5	Preço de Venda de Energia Elétrica	39
5.6	Premissas Contábeis	40
5.7	Premissas Financeiras	41
5.8	WACC	41
5.9	Estudo de Caso	45
5.9.1	Prédio Público (2 MWp)	45
5.9.1.1	DRE Consolidada	45
5.9.1.2	Fluxo de Caixa Consolidado	48
5.9.1.3	Resumo de Indicadores	51
5.10	Value For Money	51
5.10.1	Argumentos Qualitativos	52
5.10.2	Argumentos Quantitativos	53
5.10.2.1	Modelo com Firmamento de PPP	54
5.10.2.2	Modelo sem Firmamento de PPP	55
6	ETAPA DE VIABILIDADE AMBIENTAL	59
6.1	Licenciamento Ambiental	59
6.2	Impactos Ambientais	62
7	DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DO PLANO DE IMPLANTAÇÃO, DE OPERAÇÃO E DOS PROJETOS	65
7.1	DIRETRIZES GERAIS	65
7.2	DA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS	69
7.2.1	DOS ASPECTOS GERAIS	69
7.2.2	DA ETAPA 1 – PLANEJAMENTO	70
7.2.3	DA ETAPA 2 – EXECUÇÃO DA IMPLANTAÇÃO	72
7.2.4	DOS PROJETOS	74



7.2.5	DAS USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS	77
7.3	DOS PARÂMETROS GERAIS DE GESTÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO...	79
7.3.1	DA GESTÃO E MONITORAMENTO DA CONCESSÃO	79
7.3.2	DA GESTÃO ENERGÉTICA.....	81
7.3.3	DA OPERAÇÃO	82
7.3.4	DA MANUTENÇÃO.....	83
7.4	DOS ASPECTOS GERAIS DOS PLANOS E PROJETOS	86
7.4.1	DOS ASPECTOS GERAIS	86
7.4.2	DO PLANO DE IMPLANTAÇÃO	88
7.4.3	DO PLANO OPERACIONAL.....	88



ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Irradiação no Plano Inclinado para Indiaroba/SE.....	8
Figura 2 - Localização do município de Indiaroba em Sergipe	9
Figura 3 - DRE Prédio Público (2 MWp). Fonte: BEN, 2020.	46
Figura 4 - DRE Prédio Público (2 MWp). Fonte: BEN, 2020.	47
Figura 5 - Saldo final do fluxo de caixa (PP+PP).	48
Figura 6 - Saldo final acumulado do fluxo de caixa (PP+PP).	48
Figura 7 - Valor presente descontado do fluxo de caixa (PP+PP).	49
Figura 8 - Valor presente descontado acumulado do fluxo de caixa (PP+PP).	49
Figura 9 - OPEX do Ente Privado.	56
Figura 10 - OPEX do Ente Público.	57



ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo e despesa de energia elétrica de iluminação pública	12
Tabela 2 - Estimativa de CAPEX.....	36
Tabela 3 - Estimativa de OPEX.	37
Tabela 4 - Projeção de produção de 1 MWp.....	39
Tabela 5 - Tarifas definidas para a modelagem econômica.	40
Tabela 6 - Variáveis Contábeis.	41
Tabela 7 - Variáveis Financeiras.	41
Tabela 8 - Indicador WACC.....	44
Tabela 9 - Fluxo de Caixa Prédio Público.....	50
Tabela 10 - Indicadores Financeiros (PP+PP).....	51
Tabela 11 - Indicadores com empreendimento.....	54
Tabela 12 - Indicadores sem firmamento de PPP.....	55
Tabela 13 - Comparação entre modelos de PPP.	55
Tabela 14 - Tipos de licenciamento para diferentes portes de UFV.	61
Tabela 15 - Principais aspectos e impactos ambientais relacionados às UFV.	63
Tabela 16 - Principais componentes ambientais dos meios principais.	64



1 INTRODUÇÃO

Este documento reúne as principais informações sobre o Estudo de Viabilidade Técnica Econômica e Ambiental da parceria público-privada na modalidade concessão administrativa para prestação de serviços de implantação, operação e manutenção de sistemas para geração distribuída de energia solar fotovoltaica destinadas ao suprimento da demanda energética de unidades consumidoras vinculadas à secretaria municipal de administração do município de Indiaroba/SE, com gestão de serviços de compensação de créditos de energia elétrica.

O objetivo deste documento é o de constituir uma referência, apresentando o racional adotado para as premissas de negócio consideradas na etapa de modelagem.

O presente documento possui caráter não vinculante, isto é, as opções tomadas para a concepção deste estudo não vinculam os LICITANTES, que possuem autonomia para adotar outras escolhas que impactem na geração de receitas e na realização de despesas e investimentos.

Vale notar que, a despeito das informações constantes deste PLANO DE NEGÓCIO DE REFERÊNCIA, é de exclusiva responsabilidade dos LICITANTES a coleta de dados e o desenvolvimento de estudos próprios para o atendimento das obrigações do OBJETO da CONCESSÃO, com a finalidade de subsidiar a elaboração das respectivas PROPOSTAS COMERCIAIS e a participação de cada qual na LICITAÇÃO.

Os valores constantes deste documento são meramente indicativos e referenciais, não vinculando qualquer pleito de reequilíbrio econômico financeiro no âmbito da CONCESSÃO.

O objeto deste documento está relacionado com a construção de 2 (duas) USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS de minigeração distribuída, de potência instalada projetada



de 1,0 MWp (um megawatt-pico) cada, a partir do modelo de Parceria Público-Privada, que irão produzir energia elétrica por meio do aproveitamento da energia do sol e possibilitará redução dos custos financeiros derivados das constantes de energia elétrica das UNIDADES CONSUMIDORAS vinculadas à SECRETARIA MUNICIPAL DE ADMINISTRAÇÃO do MUNICÍPIO de INDIAROBA/SE, com gestão de serviços de compensação de créditos de energia elétrica, sem prejuízo do desempenho, pela CONCESSIONÁRIA, de atividades acessórias, na forma das diretrizes e especificações mínimas constantes do CONTRATO e dos seus ANEXOS.

A área de interesse apresenta, segundo os dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), índices atrativos com média de 5,32 kWh/m².dia em relação a Irradiação Solar no Plano Horizontal, conforme apresentado na Figura 1.

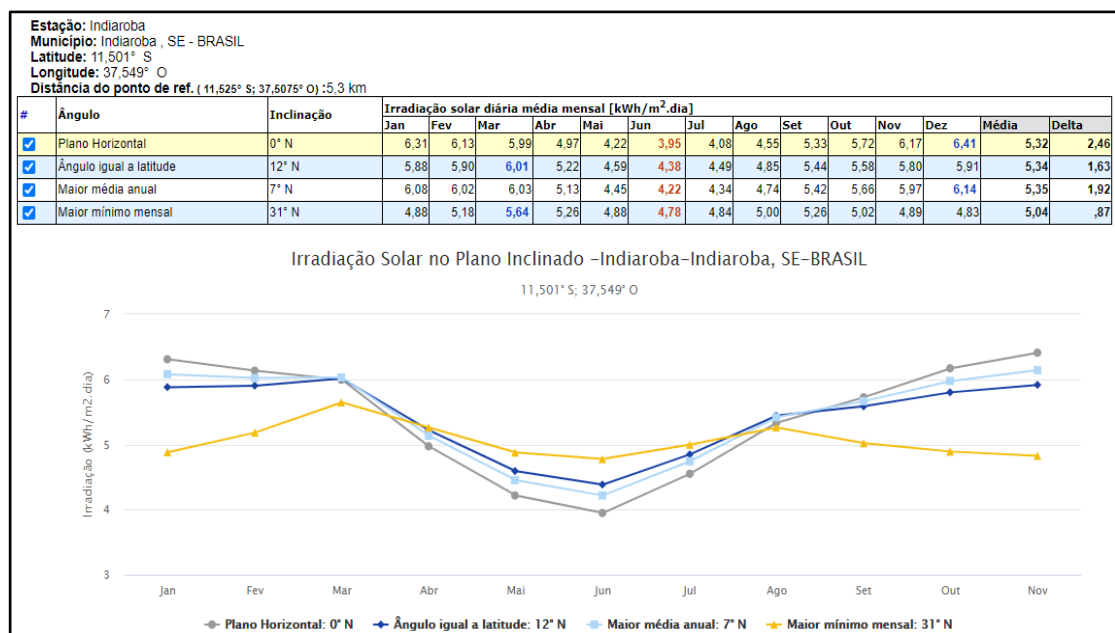


Figura 1 - Irradiação no Plano Inclinado para Indiaroba/SE.

Fonte: CRESESB, 2020.



2 ÁREA DE INTERESSE

O município brasileiro, foco deste estudo, denomina-se Indiaroba e está localizado no litoral sul do estado de Sergipe, conforme apresentado na Figura 2.

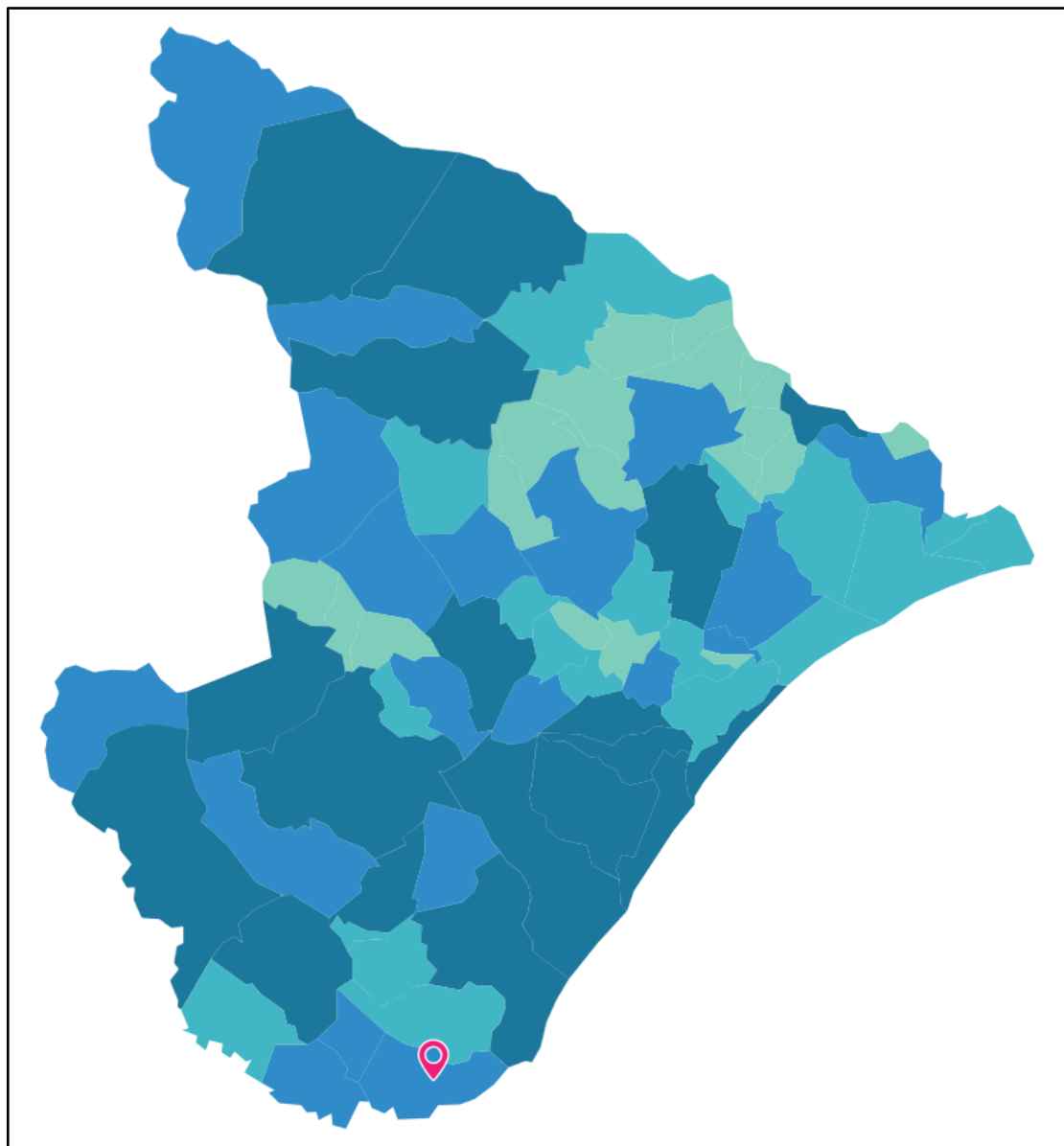


Figura 2 - Localização do município de Indiaroba em Sergipe

Fonte: IBGE, 2020.

Segundo os dados do ano 2020, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/se/indiaroba/panorama>), a área de interesse é distante da



capital em 100 km, faz vizinhança com os municípios de Santa Luzia do Itanhy, Estância, Umbaúba e Cristinápolis em território sergipano e Jandaíra em território baiano, possui coordenadas geográficas 11° 31' 08" S e 37° 30' 43" O, apresenta área de aproximadamente 316 mil km², população de cerca de 16 mil habitantes, salário médio mensal dos trabalhadores formais em torno de 2,3 salários mínimos, o Produto Interno Bruto (PIB) per capita de R\$ 9.319,66.

Em termos de qualidade de vida, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) de 2010 foi de 0,580; resultado considerado baixo. A expectativa de vida é superior a 75 anos de idade, a taxa de mortalidade é de 17,73 óbitos por mil nascidos vivos e a taxa de internações por mil habitantes ocasionadas por diarreia é de 0,1, associada a problemas de saneamento básico.

A taxa de escolarização de 6 a 14 anos de idade em 2010 foi de 98,3%; o desempenho do IDEB nos anos iniciais necessita ser aprimorado, sendo de 4,2 pontos nos anos iniciais e 2,8 nos anos finais.



3 ETAPA DE DIAGNÓSTICO

Esta etapa considera o levantamento da estimativa de demanda de energia elétrica das instalações prediais, bem como dos dispêndios financeiros efetuados pela Prefeitura Municipal de Indiaroba.

3.1 INSTALAÇÕES PREDIAIS

A análise para se estimar a demanda de energia elétrica da área de interesse parte da premissa de média anual, considerando um período de 12 (doze) meses. As informações em relação a demanda e os custos atuais foram fornecidas pela concessionária local, conforme documento enviado pelo Departamento Comercial da concessionária em resposta ao Ofício N° 0015/2020, de 13/07/2020, emitido pela Prefeitura da área de interesse.

A Tabela 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** indica o histórico de 12 meses dos consumos e custos de energia elétrica relacionados com as instalações prediais.

DESPESA COM PRÉDIOS PÚBLICOS		
MÊS/ANO	CONSUMO (kWh)	VALORES (R\$)
jun/19	56.506,00	R\$ 48.363,81
jul/19	51.180,00	R\$ 44.572,27
ago/19	53.936,00	R\$ 46.221,95
set/19	56.708,00	R\$ 51.371,10
out/19	58.026,00	R\$ 51.748,86
nov/19	72.998,00	R\$ 63.596,29
dez/19	65.901,00	R\$ 56.582,31
jan/20	55.932,00	R\$ 45.524,84
fev/20	65.837,00	R\$ 60.644,14
mar/20	76.751,00	R\$ 67.006,48
abr/20	57.637,00	R\$ 44.135,63
mai/20	49.547,00	R\$ 37.914,11
SOMATÓRIO	720.959,00	R\$617.681,79



MÉDIA MENSAL ANUAL

60.079,92

R\$51.473,48

Tabela 1 - Consumo e despesa de energia elétrica de iluminação pública

Fonte: SULGIPE, 2020.

A Tabela 2 e a Tabela 3 identificam as tarifas de aplicação e base econômica para os grupos A e B respectivamente, relacionados com a área de interesse de estudo. Válido ressaltar que as informações tarifárias foram adquiridas por meio de consulta ao site eletrônico oficial da concessionária local, em conformidade com a Resolução Homologatória Nº 2.687, de 19 de maio de 2020, que homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020, as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE, e dá outras providências.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	15,83	25,56	399,45	15,53	25,99	380,10
			FP	8,60	25,56	233,72	8,02	25,99	221,98
	AZUL APE	NA	P	15,83	3,99	0,00	15,53	3,82	0,00
			FP	8,60	3,99	0,00	8,02	3,82	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	69,09	49,88	399,45	70,79	49,30	380,10
			FP	25,11	49,88	233,72	25,18	49,30	221,98
	AZUL APE	NA	P	69,09	25,10	0,00	70,79	24,03	0,00
			FP	25,11	25,10	0,00	25,18	24,03	0,00
	VERDE	NA	NA	25,11	0,00	0,00	25,18	0,00	0,00
			P	0,00	1.730,55	399,45	0,00	1.770,77	380,10
			FP	0,00	49,88	233,72	0,00	49,30	221,98
	VERDE APE	NA	NA	25,11	0,00	0,00	25,18	0,00	0,00
			P	0,00	1.705,77	0,00	0,00	1.745,49	0,00
			FP	0,00	25,10	0,00	0,00	24,03	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	Coelba	P	22,29	18,56	0,00	23,99	17,71	0,00
			FP	12,28	18,56	0,00	12,35	17,71	0,00
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	16,47	0,00	0,00	16,47	0,00	0,00

Tabela 2 - Tarifas de aplicação e base econômica para os grupos A.

Fonte: SULGIPE, 2020.

SUB	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		TARIFAS BASE ECONÔMICA	
					TUSD	TE	TUSD	TE



					R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	917,37	399,45	0,00	924,82	380,10
				INT	0,00	584,22	233,72	0,00	587,85	221,98
				FP	0,00	251,06	233,72	0,00	250,89	221,98
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	371,69	247,53	0,00	372,89	235,15
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	371,69	247,53	0,00	372,89	235,15
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	344,70	247,53	0,00	345,48	235,15
CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	344,70	247,53	0,00	345,48	235,15	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	764,02	327,55	0,00	770,26	311,68
				INT	0,00	486,12	191,65	0,00	489,18	182,02
				FP	0,00	208,22	191,65	0,00	208,11	182,02
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	304,78	202,97	0,00	305,77	192,83
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	304,78	202,97	0,00	305,77	192,83
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	764,02	327,55	0,00	770,26	311,68
				INT	0,00	486,12	191,65	0,00	489,18	182,02
				FP	0,00	208,22	191,65	0,00	208,11	182,02
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	304,78	202,97	0,00	305,77	192,83
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	304,78	202,97	0,00	305,77	192,83
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	708,12	303,58	0,00	713,90	288,88
				INT	0,00	450,55	177,63	0,00	453,39	168,70
				FP	0,00	192,99	177,63	0,00	192,88	168,70
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	282,48	188,12	0,00	283,40	178,72
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	282,48	188,12	0,00	283,40	178,72
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.032,26	399,45	0,00	1.041,01	380,10
				INT	0,00	653,15	233,72	0,00	657,57	221,98
				FP	0,00	274,04	233,72	0,00	274,12	221,98
	PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	371,69	247,53	0,00	372,89	235,15
CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	371,69	247,53	0,00	372,89	235,15	
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a - REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	204,43	136,14	0,00	205,09	129,33



			B4b - BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	223,01	148,52	0,00	223,73	141,09
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	6,90	0,00	0,00	6,90	0,00	0,00
		TIPO 2	NA	NA	20,77	0,00	0,00	20,77	0,00	0,00
DEFINIÇÕES DAS SIGLAS: NA = não se aplica (não há distinção dentro da classe, subclasse, acessante ou posto tarifário); P = posto tarifário ponta; INT = posto tarifário intermediário; FP = posto tarifário fora de ponta; APE = autoprodução.										

Tabela 3 - Tarifas de aplicação e base econômica para os grupos B.

Fonte: SULGIPE, 2020.



4 ETAPA DE VIABILIDADE TÉCNICA

Esta etapa consiste em indicar características técnicas do sistema energético que permitirá alcançar os objetivos propostos de contribuir para a redução dos custos de energia elétrica relacionados com edificações públicas da área de interesse. Será considerada a viabilidade técnica da tecnologia fotovoltaica e a legislação em vigor referente ao mercado de geração distribuída regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2016).

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

- **Geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2016);
- **Autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local



diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2016);

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios):** caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento (ANEEL, 2016).

A Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, que disciplina sobre Parceria Público-Privada, permite que o poder público se beneficie da economia gerada pela produção própria de energia elétrica, sem a necessidade de investimentos iniciais de capitais. Sendo assim, um determinado parceiro privado pode ser responsável pela operação e gerenciamento de sistemas fotovoltaicos, através de Usinas Solares Fotovoltaicas de minigeração distribuída e findado o contrato entre as partes, as instalações e terreno são incorporadas ao patrimônio do poder público.

4.2 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Um sistema solar fotovoltaico é um sistema capaz de gerar energia elétrica através da conversão direta da luz em eletricidade, devido ao efeito fotovoltaico descoberto em 1839 pelo cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel ao evidenciar o surgimento de diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica irradiada por luz (REZENDE, 2019).



Esse sistema é constituído por um grupo gerador, um grupo de condicionamento de potência e, opcionalmente, um grupo de armazenamento. O grupo gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interconecta e a estrutura para suporte desses elementos. O grupo de condicionamento de potência pode ter conversores de corrente contínua, seguidores de ponto de máxima potência, inversores, controladores de carga e outros dispositivos/sistemas de proteção, supervisão, monitoramento e controle. O grupo de armazenamento possui acumuladores elétricos, como, por exemplo, baterias (REZENDE, 2019).

Os sistemas solares fotovoltaicos requerem uma certa atenção quanto a operação e manutenção dos mesmos, principalmente no tocante a limpeza e verificação dos módulos, conexões elétricas e fixação dos elementos do sistema nas respectivas estruturas de suporte. Sendo assim, é muito recomendável que a gestão de um determinado sistema seja acompanhada por uma rotina de manutenções detalhadas que possibilitem manter a disponibilidade, longevidade e eficiência da produção de energia elétrica do sistema.

Com base no estudo de análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade, desenvolvido por Rezende, em 2018, uma sugestão adaptada para rotinas de manutenção seria:

1) Limpeza dos módulos fotovoltaicos

- a. Iniciar o procedimento preferencialmente ao final da tarde, em momentos com chuva leve ou pós-chuva, onde a produtividade do sistema é menor e as temperaturas dos módulos não são elevadas, evitando evaporação precoce da água na superfície dos módulos;
- b. Utilizar mentalidade consciente para uso racional da água, evitando desperdícios e custos elevados com o consumo de água e hora trabalhada na atividade;



-
- c. Usar somente água comum de torneira para a limpeza, sem nenhum detergente ou outro químico, possibilitando evitar a geração futura de pontos quentes e manchas nos módulos que impactem a produtividade do sistema;
 - d. Não utilizar máquinas de jato de água e/ou água sobre grande pressão, evitando problemas futuros de infiltração e degradação nos módulos;

2) Inspeção local

- a. Verificação de pontos quentes e anomalias com uso de câmera térmica;
- b. Substituição justificada de módulos que apresentam degradações e danos;
- c. Poda de eventual vegetação que possa estar na área de influência do sistema e ocasionando sombreamento nos módulos fotovoltaicos;

3) Revisão das conexões elétricas

- a. Reaperto programado em todos os componentes de conexão e fixação dos elementos do sistema fotovoltaico;
- b. Substituição de conexões e componentes danificados;
- c. Verificação dos sistemas de aterramento e proteção contra surtos;

4) Sistema de monitoramento

- a. Acompanhamento e registo das intervenções realizadas no sistema;
- b. Acompanhamento e registo por meio de software das diferentes variáveis relacionadas com o sistema, como, por exemplo, irradiação, temperatura, produção de energia, degradações, curva tensão-corrente e outras.

4.3 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.3.1 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÍNIMAS PARA O DIMENSSIONAMENTO



4.3.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Módulos de silício cristalino (c-Si), do tipo monocristalino ou policristalino, totalizando um gerador de potência nominal máxima de 1 MWp para cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA. Os módulos fotovoltaicos deverão possuir as seguintes certificações e características mínimas:

- Potência do módulo fotovoltaico: $350 \text{ Wp} \leq P \leq 450 \text{ Wp}$.
- Eficiência do módulo fotovoltaico: $\eta \geq 17\%$.
- Número de células em série: 72 ou 144 células.
- Terminais de conexão: tipo MC4.
- Laterais: com estrutura de alumínio anodizado.
- Certificação IEC 61730 (*Photovoltaic module safety qualification*).
- Certificação IEC 61215 (*Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules - Design qualification and type approval*).
- Registro no INMETRO (Portaria INMETRO 004/2011 - RTAC001652 Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências).
- Classe de proteção II segundo a norma IEC 61215.
- Caixa de terminais IP 67, com bornes e diodos de passagem (*by-pass*) já montados, e conectores a prova d'água e de engate rápido (MC4).
- Variação máxima da potência nominal nas Condições Padrão de Teste (STC) em relação à de placa de $\pm 5\%$.
- Garantia de, no mínimo, 10 anos para substituição de módulos que apresentem defeitos.
- Garantia de potência de, no mínimo, 20 anos para substituição de módulos que apresentem uma degradação de potência acima de:
 - 10% relativo à potência nominal nos primeiros 10 anos.
 - 20% relativo à potência nominal em 20 anos.

4.3.1.2 INVERSORES PARA CONEXÃO À REDE



Inversores trifásicos com potência compatível ao empreendimento, sem transformador, com tensão máxima de entrada de pelo menos 500 V e grau de proteção mínimo IP 65. Os inversores também devem contemplar as seguintes proteções, certificações e especificações:

- Proteção contra inversão de polaridade na entrada.
- Monitoramento de falhas de terra (correntes de fuga).
- Monitoramento de fusíveis internos, quando houver proteção por fusíveis.
- Monitoramento da rede elétrica c.a. (tensão, corrente, potência e frequência).
- Anti-ilhamento.
- Registro no INMETRO (Portaria INMETRO 004/2011 - RTAC001652 Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências).
- Sem transformador.
- Intervalo de operação do MPPT, tensão mínima c.c. ≤ 100 V.
- Intervalo de operação do MPPT, tensão máxima c.c. ≥ 400 V.
- Máxima tensão c.c. ≥ 500 V.
- Frequência nominal c.a. 60 Hz.
- Emissões de ruído ≤ 55 dB(A).
- Display de visualização dos principais parâmetros c.c. e c.a. de operação.
- Eficiência igual ou superior a 96% quando o carregamento for igual ou superior a 50%.
- Grau de proteção mínimo IP65.
- Temperatura máxima de trabalho: ≤ 60 °C.
- Monitoramento dos principais parâmetros c.c./c.a (no mínimo tensão c.c. por MPPT, corrente c.c. por MPPT, potência c.c. por MPPT, tensão c.a., corrente c.a., potência c.a., fator de potência, frequência c.a.).
- Interface de comunicação para integração ao sistema de monitoramento (item 2.9).
- Conformidade com a NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.



- Garantia mínima de 5 anos.

4.3.1.3 CAIXAS DE JUNÇÃO C.C.

As caixas de junção c.c. com dois polos (positivo e negativo) na entrada e na saída, sendo cada polo equipado com seu respectivo dispositivo de seccionamento capaz de operar sob carga. A série fotovoltaica de cada subsistema deverá ser conectada à entrada de sua respectiva caixa de junção c.c. A saída das caixas deverá ser conectada à entrada de um mesmo MPPT de seu respectivo inversor. As caixas de junção c.c. devem contemplar as seguintes proteções, certificações e especificações:

- Possuir 1 conector para polo positivo e 1 conector para polo negativo.
- Tensão c.c. máxima por entrada ≥ 500 Vcc (compatível com a tensão máxima de entrada do inversor utilizado).
- Corrente máxima por entrada ≥ 10 A (compatível com a corrente máxima de entrada do inversor utilizado).
- Deve possuir dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS) classe II entre cada polo e a terra e entre polos, respeitando as seguintes características:
 - Específico para aplicações fotovoltaicas em corrente contínua;
 - Indicação visual do estado do varistor em caso de falha;
 - Sinalização remota do estado do varistor;
 - Conformidade com a norma EN 50539-11;
 - Montagem em trilho 35 mm;
 - Nível da tensão de proteção (U_p): < 4 Kv
 - Tensão máxima contínua de operação (U_c): ≥ 500 Vcc (compatível com a tensão máxima de entrada do inversor utilizado);
 - Corrente nominal de descarga (8/20 μ s) (I_n): > 5 kA;
 - Suportabilidade a curto-circuito: > 30 A;
 - O dispositivo de proteção contra surtos de tensão deve ser protegido por dispositivo de proteção contra sobre correntes indicado pelo fabricante;



- Possibilidade de substituição do módulo de proteção sem a remoção da base do dispositivo;
- Possuir elementos de proteção contra sobre corrente próprios para aplicação fotovoltaica para todos os polos;
- Possuir elemento de interrupção sob carga da conexão aos módulos fotovoltaicos para todos os polos. Este elemento de interrupção pode estar associado ao elemento de proteção contra sobre corrente;
- Grau de proteção mínimo IP65, de acordo com a IEC 60529, e resistente à radiação UV;
- A caixa deve possuir isolamento classe II ou isolamento reforçada;
- Os componentes internos as caixas de junção devem estar dispostos de tal forma que os polos positivos e negativos estejam separados o máximo possível, visando minimizar os riscos de curtos-circuitos;
- Garantia mínima de 5 anos.

4.3.1.4 ESTRUTURAS DE SUPORTE

As estruturas de suporte deverão ser capazes de resistir ao peso dos módulos, caixas de junção c.c. e inversores e às cargas mecânicas devidas ao vento (segundo a norma ABNT NBR 6123 - Forças devidas ao vento em edificações) e à chuva.

Toda a fiação (comunicação, c.c. e c.a.) deverá estar fixada à estrutura de suporte. É importante frisar que um estudo detalhado da estrutura do terreno deverá ser executado para avaliar sua resistência e suportabilidade à carga mecânica imposta pelo gerador fotovoltaico e para avaliar qual é a forma mais adequada de fazer a fixação da estrutura de suporte.

4.3.1.5 CONEXÃO DA USINA AO SISTEMA ELÉTRICO



As saídas em c.a. dos inversores devem ser configuradas de modo a formar um circuito trifásico delta para conexão com a instalação elétrica local. Para tal deverá ser fornecido um quadro elétrico trifásico, composto de disjuntores, DPS's e barramentos metálicos, e capaz de suportar as intempéries do local de instalação. A executante deverá realizar todas as conexões elétricas das saídas dos inversores no Quadro de Baixa Tensão (QDBT).

- Possuir entrada para os circuitos bifásicos através de prensa-cabos resistentes à radiação UV.
- Possuir saída para o circuito trifásico da UFV através de prensa-cabos resistentes à radiação UV.
- Possuir saída para um circuito auxiliar bifásico (tomada interna ao quadro).
- Possuir barramento de equipotencialização local (BEL).
- Disjuntor termomagnético bipolar de 16 A para cada subsistema e circuito auxiliar respeitando as seguintes características:
 - Disparo térmico para proteção contra sobrecarga e eletromagnético para curto circuito, com curva de disparo "C".
 - Capacidade de ruptura de 5 kA (em 230V).
 - Temperatura de operação > 50°C.
 - Vida útil superior a 10.000 acionamentos mecânicos.
 - Acionamento frontal e manual por alavanca.
 - Certificação do INMETRO.
 - Fabricação conforme norma NBR-IEC 60898 e NBR-IEC 60947-2.
- Disjuntor geral termomagnético tripolar de 100 A respeitando as seguintes características:
 - Disparo térmico para proteção contra sobrecarga e eletromagnético para curto circuito, com curva de disparo "C".
 - Capacidade de ruptura de 10 kA (em 230V).
 - Temperatura de operação > 50°C.
 - Vida útil superior a 10.000 acionamentos mecânicos.
 - Acionamento frontal e manual por alavanca.
 - Certificação do INMETRO.
 - Fabricação conforme norma NBR-IEC 60 898 e NBR-IEC 60947-2.



- Dispositivo de proteção contra surtos de tensão (DPS), classe I + II, em todas as entradas, respeitando as seguintes características:
 - Indicação visual do estado do DPS em caso de falha.
 - Sinalização remota do estado do DPS.
 - Conformidade com a norma EN 61643-11.
 - Montagem em trilho 35 mm.
 - Nível da tensão de proteção (U_p): $< 4 \text{ Kv}$.
 - Tensão máxima contínua de operação (U_c): $\geq 260 \text{ V}$.
 - Corrente nominal de descarga ($8/20\mu\text{s}$) (I_n): $\geq 30 \text{ Ka}$.
 - O dispositivo de proteção contra surtos de tensão deve ser protegido por dispositivo de proteção contra sobrecorrentes indicado pelo fabricante.
 - Possibilidade de substituição do módulo de proteção sem a remoção da base do dispositivo.
 - Grau de Proteção mínimo IP 65.

O ponto de conexão da UFV com a rede elétrica local será em um painel elétrico, com local definido em reunião conjunta e de acordo com definições da concessionária local, que detém acesso à rede de energia.

4.3.1.6 SISTEMA DE ATERRAMENTO E EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

O Barramento de Equipotencialização Local (BEL) do QDBT deverá ser conectado ao Barramento de Equipotencialização Principal (BEP) e ao Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) com cabo de seção transversal mínima de 16 mm^2 .

Ao BEL do quadro também deverão ser conectados todos os condutores de proteção da usina fotovoltaica, bem como deverá ser realizada a equipotencialização com as partes



metálicas das estruturas de fixação e das molduras dos módulos. Além disso, as estruturas de fixação e as molduras dos módulos também deverão ser conectadas diretamente ao SPDA.

4.3.1.7 ESTAÇÃO METEOROLÓGICA

Equipamentos para registro e armazenamento dos seguintes parâmetros ambientais: irradiância total no plano dos módulos e temperatura ambiente. Os equipamentos deverão ser instalados de forma a compor uma estação meteorológica automática, que deverá coletar e armazenar os dados meteorológicos e ser integrada ao sistema de monitoramento. A estação deverá ser instalada em estrutura metálica resistente à corrosão (agressividade do ambiente mínima classe C4 - Norma ISO 12944: Parte 2).

4.3.1.8 SISTEMA DE MONITORAMENTO

Sistema de supervisão e aquisição de dados para monitorar o desempenho e o funcionamento dos subsistemas de forma individual e também total. O sistema de monitoramento deverá apresentar as seguintes funcionalidades:

1) Supervisão de variáveis elétricas e ambientais.

- As variáveis medidas serão provenientes dos inversores e da estação meteorológica.
- Deverão ser medidas e armazenadas no mínimo as seguintes variáveis:
 - Potência ativa c.a., por inversor.
 - Energia entregue à rede, por inversor.
 - Potência c.c., por inversor.
 - Tensão c.a. em todas as fases.
 - Irradiância no plano dos geradores.



- Irradiação no plano dos geradores.
- Temperatura ambiente.
- Deve ser possível configurar limites altos e baixos e de duração para as variáveis medidas, a fim de se poder gerar alarmes e eventos.
- As tags e descrições das variáveis devem poder ser customizadas.
- O período de integralização deve ser configurável.

2) Armazenamento de séries históricas.

- As variáveis monitoradas devem ser armazenadas em um banco de dados, acompanhadas de data, hora, minuto e segundo, a fim de se possibilitar uma posterior consulta.
- Os dados devem ser exportáveis em formato compatível com MS Excel.
- Deve ser possível a exibição dos dados em forma de gráfico quando solicitado pelo operador do sistema.
- O sistema deve ser capaz de armazenar no mínimo 1 ano de dados, integralizados em intervalos de 10 minutos.
- O usuário deve ser alertado pelo sistema para fazer um backup dos dados mensalmente.

3) Geração e exibição de gráficos.

- Deve ser possível a exibição de mais de uma variável no gráfico, de forma a possibilitar a comparação de grandezas.
- Os gráficos deverão poder ser construídos com dados das séries históricas ou dados obtidos em tempo real.

4) Alarmes e eventos.

- O sistema deverá possuir uma tela de alarmes e eventos.



-
- Alarmes ou eventos devem ser gerados caso uma variável monitorada esteja fora dos limites estabelecidos (magnitude e duração).
 - Um alarme gerado deverá ser exibido na tela de navegação a fim informar o operador.
 - Caso haja algum problema nos equipamentos de comunicação (interrupção da comunicação ou da transferência de dados), um alarme ou evento deve ser gerado e apresentado ao operador.

5) Log de dados do sistema.

- Deve existir um log de dados do sistema, a fim de armazenar alterações e ações realizadas pelos usuários.

6) Telas de supervisão e monitoramento.

- Deverá existir uma tela principal com o layout geral dos subsistemas e telas individuais de cada sistema com informações detalhadas das variáveis medidas.
- Os estados dos equipamentos e as variáveis medidas deverão ser exibidas nas telas em tempo real.
- As variáveis medidas deverão ter seus valores exibidos nas telas, com layout de fácil interpretação.
- Nas telas deverão existir menus para navegação entre telas e operação do sistema.
- O sistema contará no mínimo com telas auxiliares, exibindo os estados dos equipamentos de comunicação, status da memória e função backup.

7) Geração de relatórios.

- Deverá ser capaz de gerar relatórios periodicamente (diários, semanais, mensais ou anuais) e por demanda.
- Deverá ser possível imprimi-los.



4.3.1.9 ARQUITETURA, COMUNICAÇÃO E EQUIPAMENTOS

- Os inversores e a estação meteorológica deverão ter comunicação compatível com o sistema de monitoramento.
- Deverão ser fornecidos todos os equipamentos necessários para o funcionamento do sistema de monitoramento e acesso local para visualização, retirada de dados e configuração do sistema (servidor, monitor, teclado, mouse, porta USB, etc.).
- O servidor deverá ser instalado em local definido em conjunto com as partes envolvidas, de modo que faz parte do fornecimento toda a infraestrutura de comunicação desde os inversores e a estação meteorológica até o servidor.
- Deverá ser fornecido integrado e com os equipamentos configurados.
- Deverá ser fornecido com todos os manuais de operação e configuração, de forma que o operador possa realizar modificações futuras.
- A disponibilidade de dados mensal deve ser superior a 96%.
- Garantia mínima de 5 anos.

As obras eletromecânicas necessárias à instalação dos subsistemas incluem, mas não se resumem a:

- Instalação de eletrodutos para a passagem de cabos na estrutura de suporte.
- Instalação de eletrodutos para a passagem de cabos das séries FV para as caixas de junção c.c.
- Instalação de eletrodutos desde a saída dos inversores até o QDBT.
- Instalação do QDBT.
- Obras civis para encaminhar o circuito até a caixa de passagem subterrânea.
- Conexão entre os módulos para formar as séries fotovoltaicas.
- Instalação do cabeamento das séries fotovoltaicas às caixas de junção c.c.
- Instalação do cabeamento das caixas de junção c.c. aos inversores.
- Instalação do cabeamento das saídas dos inversores até o QDBT.



- Conexão do circuito trifásico no painel elétrico.
- Conexão dos inversores à rede conforme projeto executivo.
- Instalação dos componentes do sistema de monitoramento em local protegido.
- Conexão dos componentes do sistema de monitoramento.
- Conexão dos inversores, da estação meteorológica e dos medidores de parâmetros elétricos ao sistema de monitoramento.
- Conexão da alimentação dos componentes do sistema de monitoramento.

Os cabos de potência utilizados devem ser compatíveis com a tensão e com a corrente as quais serão submetidos, bem como apropriados para aplicação fotovoltaica no caso dos cabos c.c. (NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho). Os cabos de comunicação utilizados devem ser blindados para evitar interferência (blindagem aterrada).

Os eletrodutos utilizados devem ser resistentes à intempere, incluindo radiação UV, umidade e mudanças bruscas de temperatura. Os cabos de potência e de comunicação devem ocupar eletrodutos diferentes. Os cabos c.c. e c.a. também devem ocupar eletrodutos diferentes. Deve-se sempre respeitar a ocupação máxima dos eletrodutos de acordo com as normas técnicas nacionais vigentes.

As instalações elétricas da UFV devem estar de acordo com a NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto.

4.3.2 DIMENSIONAMENTO DE PRODUÇÃO

O presente PLANO DE NEGÓCIO DE REFERÊNCIA considera um empreendimento solar fotovoltaico para atendimento da demanda das UNIDADES CONSUMIDORAS vinculadas à Prefeitura Municipal de Indiaroba, de forma a reduzir os custos atuais, sem prejuízo do



desempenho, pela CONCESSIONÁRIA, de atividades acessórias, na forma das diretrizes constantes deste ANEXO e do CONTRATO.

A simulação, para o ano 1, de produção de energia elétrica e CO₂ evitado pode ser verificada na Tabela 4.

PRÉDIOS PÚBLICOS							
Mês/Ano	Consumo (KWh)	HSP. (h/dia)	Energia (kWh/mês)	Energia (kWh/mês)	Potência Nominal (kWp)	Produção (kWh.ano)	CO ₂ Evitado (kgCO ₂ /kWh)
			Sem Perda	Com Perda	Com Perda	Com Perda	Com Perda
jun/19	56.506,00	3,95	47,40	37,92	596,05	70.632,50	8.885,57
jul/19	51.180,00	4,08	48,96	39,17	522,67	66.107,50	8.316,32
ago/19	53.936,00	4,55	54,60	43,68	493,92	69.667,33	8.764,15
set/19	56.708,00	5,33	63,96	51,17	443,31	70.885,00	8.917,33
out/19	58.026,00	5,72	68,64	54,91	422,68	74.950,25	9.428,74
nov/19	72.998,00	6,17	74,04	59,23	492,96	91.247,50	11.478,94
dez/19	65.901,00	6,41	76,92	61,54	428,37	85.122,13	10.708,36
jan/20	55.932,00	6,13	73,56	58,85	380,18	72.245,50	9.088,48
fev/20	65.837,00	6,13	73,56	58,85	447,51	76.809,83	9.662,68
mar/20	76.751,00	5,99	71,88	57,50	533,88	99.136,71	12.471,40
abr/20	57.637,00	4,97	59,64	47,71	483,21	72.046,25	9.063,42
mai/20	49.547,00	4,22	50,64	40,51	489,21	63.998,21	8.050,97
SOMA	720.959,00	63,65	763,80	611,04	5.733,96	912.848,71	114.836,37
MÉDIA MENSAL ANUAL	60.079,92	5,30	63,65	50,92	477,83	76.070,73	9.569,70

Tabela 4 - Simulação para o ano 1.

Fonte: BEN, 2020.

Por meio da simulação do ano 1, é possível obter informação referente a GERAÇÃO MÍNIMA DE ENERGIA ANUAL do empreendimento para que a demanda de energia elétrica



do PODER CONCEDENTE seja totalmente atendida ao longo do prazo da CONCESSÃO, conforme Tabela 5.

Ano	GERAÇÃO MÍNIMA DE ENERGIA ANUAL (kWh/ano)
0	-
1	720.959,00
2	724.563,80
3	728.186,61
4	731.827,55
5	735.486,68
6	739.164,12
7	742.859,94
8	746.574,24
9	750.307,11
10	754.058,65
11	757.828,94
12	761.618,08
13	765.426,17
14	769.253,30
15	773.099,57
16	776.965,07
17	780.849,89
18	784.754,14
19	788.677,91
20	792.621,30
21	796.584,41
22	800.567,33
23	804.570,17
24	808.593,02
Total	18.335.397,02

Tabela 5 - Projeção do Consumo do Poder Concedente.

Fonte: BEN, 2020.

Se faz pertinente aumentar a potência nominal do empreendimento (em 20%) de forma que seja possível contemplar um aumento futuro, por parte da área de interesse, no consumo de energia elétrica, bem como um fator de degradação inerente a tecnologia do módulo fotovoltaico ao longo do tempo. Válido ressaltar que, de forma geral, os empreendimentos solares fotovoltaicos utilizam a informação, fornecida por fabricantes da tecnologia, de que o de degradação corresponde a 0,5% ao ano.



De forma a melhor entender o efeito da degradação na produção de energia elétrica, a Tabela 6 e a Figura 3 mostram uma comparação da projeção de produção de energia elétrica, ao longo de 25 anos, para um sistema de 2 MWp de potência.

EFEITO DO FATOR DE DEGRADAÇÃO NA PRODUÇÃO		
ANO	2,00 MWp (sem degradação)	2,00 MWp (com degradação)
1	3.849.196,62	3.849.196,62
2	3.849.196,62	3.829.950,64
3	3.849.196,62	3.810.800,88
4	3.849.196,62	3.791.746,88
5	3.849.196,62	3.772.788,15
6	3.849.196,62	3.753.924,20
7	3.849.196,62	3.735.154,58
8	3.849.196,62	3.716.478,81
9	3.849.196,62	3.697.896,42
10	3.849.196,62	3.679.406,93
11	3.849.196,62	3.661.009,90
12	3.849.196,62	3.642.704,85
13	3.849.196,62	3.624.491,33
14	3.849.196,62	3.606.368,87
15	3.849.196,62	3.588.337,03
16	3.849.196,62	3.570.395,34
17	3.849.196,62	3.552.543,36
18	3.849.196,62	3.534.780,65
19	3.849.196,62	3.517.106,74
20	3.849.196,62	3.499.521,21
21	3.849.196,62	3.482.023,60
22	3.849.196,62	3.464.613,49
23	3.849.196,62	3.447.290,42
24	3.849.196,62	3.430.053,97
25	3.849.196,62	3.412.903,70
Média Anual	3.849.196,62	3.626.859,54

Tabela 6 - Comparação da produção contemplando fator de degradação.

Fonte: BEN, 2020.

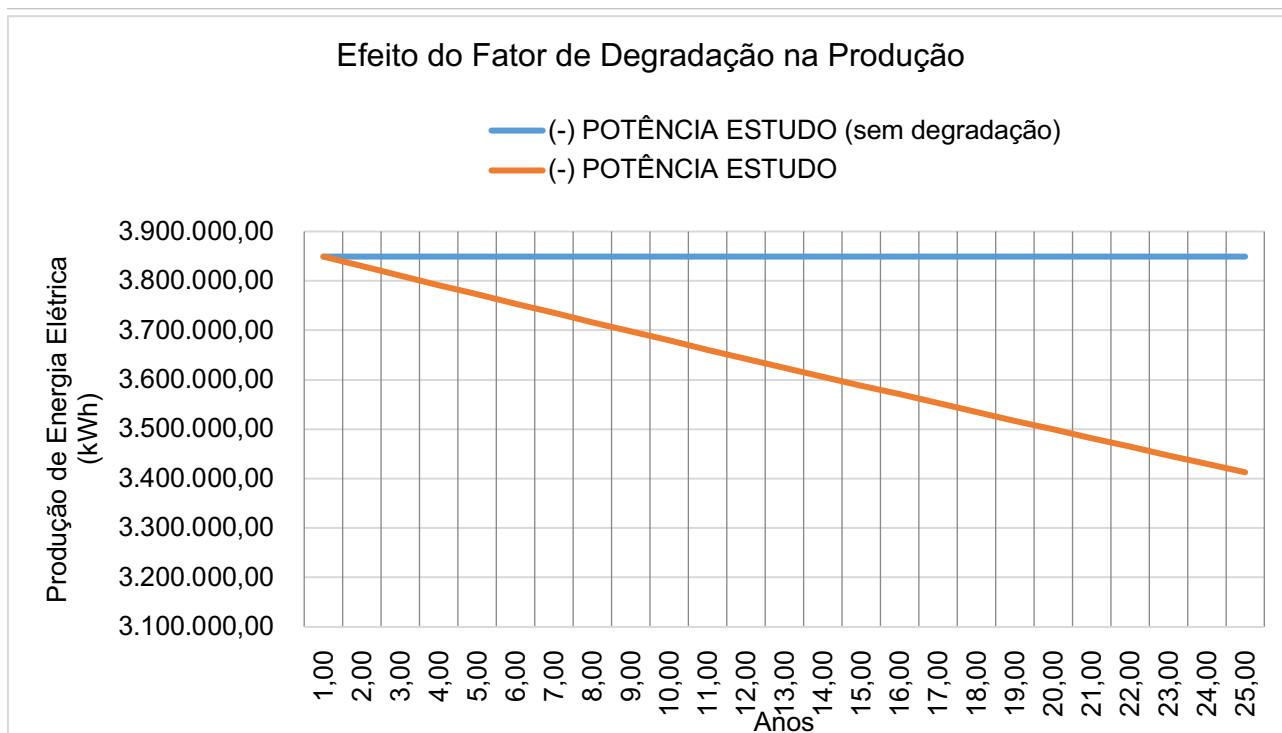


Figura 3 - Efeito do fator de degradação ao longo do tempo.

Fonte: BEN, 220.

A Tabela 7 informa um resumo das informações importantes para um cenário contemplando o limite de potência de conexão na rede local de 1,0 MW (um megawatt) para cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, utilizando como base a simulação para o Ano 1.

DESCRIÇÃO	VALOR	UNIDADE
Potência Nominal Empreendimento	2,00	MWp
Geração Anual Média Estimada (25 anos)	3.626.859,54	kWh/ano;
Geração Mensal Média Estimada	302.238,30	kWh/mês;
CO ₂ Anual Médio Evitado	456.258,93	kgCO ₂ /kWh.ano;
Modulo	400,00	Wp
Nº de Módulos	5.000,00	unidades
Área do Módulo	2,00	m ²
Área do Arranjo	10.000,00	m ²
Área Mínima do Terreno	20.000,00	m ²
Perdas	20,00	%
Fator de Emissão CO ₂	0,12580	kgCO ₂ /kWh
Dias de Operação	365,00	dias
Irradiância Média Anual	5,30	HPS



Observação: Empreendimento de potência nominal de 2,00 MWp (contemplando ganhos em verbas acessórias, aumento de consumo futuro e compensação do fator de degradação).

Tabela 7 - Resumos do dimensionamento do empreendimento.

Fonte: BEN, 2020.

5 ETAPA DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Esta etapa consiste em apresentar o planejamento de negócio que poderá ser utilizado como referência para análise da viabilidade e sustentabilidade do investimento a ser futuramente implementado na área de interesse.

5.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A partir do modelo de Parceria Público-Privada (PPP), considerou-se para efeitos de vantajosidade do poder público da área de interesse, a implementação de 2 (duas) USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, de 1 MWp (um megawatt-pico) de capacidade instalada cada, na modalidade de geração distribuída, para o período de concessão de 24 anos, sendo estimado em 23 anos de efetiva operação dos empreendimentos e de 1 ano de construção. O empreendimento será construído em terreno adquirido pelo parceiro privado, no local que considerar conveniente, dentro da área de interesse. Não obstante, após o término do contrato, os terrenos e as instalações devem ser transferidos ao poder concedente.

5.2 CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)

Para a definição dos valores de CAPEX, foram feitas consultas a diferentes fornecedores de materiais, equipamentos e serviços, bem como consultas a diferentes propostas orçamentárias e também foram feitas comparações dos valores levantados com outros estudos mercadológicos.

Válido ressaltar que está contemplado no CAPEX os valores relacionados a uma atualização dos inversores fotovoltaicos no décimo quinto ano do empreendimento, uma vez que a durabilidade de tais equipamentos, em condições de campo, estão na ordem de 12 anos (RUTHER, 2004).



A Tabela 8 apresenta os valores de referência estimados do CAPEX de um empreendimento solar fotovoltaico de 1 MWp para a área de interesse.

DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)	PERCENTUAL (%)
Imobilizado	R\$ 3.450.662,14	70,42%
Obras Civas	R\$ 186.553,17	3,81%
Equipamentos operação (Kit Fotovoltaico)	R\$ 2.858.270,25	58,33%
Equipamentos e materiais administrativos	R\$ 18.655,32	0,38%
Atualização dos Inversores no 15º ano	R\$ 387.183,40	7,90%
Despesas administrativas	R\$ 355.842,88	7,26%
EVTEAJ (ressarcimento)	R\$ 249.985,53	5,10%
Despesas Administrativas	R\$ 16.785,60	0,34%
Estudos preliminares	R\$ 89.071,75	1,82%
Despesas operacionais (investimento)	R\$ 993.404,18	20,27%
Avaliação dos locais para implantação da(s) usina(s)	R\$ 8.750,32	0,18%
Projetos	R\$ 111.913,68	2,28%
Subestação	R\$ 255.202,70	5,21%
Instalação / Montagem	R\$ 357.283,78	7,29%
Mão-de-Obra para supervisão da obra (implantação)	R\$ 68.847,48	1,41%
Licenciamentos	R\$ 20.416,22	0,42%
Seguro de Responsabilidade Civil	R\$ 13.285,00	0,27%
Risco de Engenharia	R\$ 13.285,00	0,27%
Benefícios e Despesas Indiretas (BDI)	R\$ 144.419,99	2,95%
Aquisição de Terrenos	R\$ 100.000,00	2,04%
Somatório	R\$ 4.899.909,19	100,00%
Indicador CAPEX (R\$/Wp)	R\$ 4,90	
Somatório (2 MWp)	R\$ 9.799.818,39	

Tabela 8 - Estimativa de CAPEX.

Fonte: BEN, 2020.

5.3 OPERATIONAL EXPENDITURE (OPEX)

Para a definição dos valores de OPEX, foram feitas consultas a diferentes prestadores de serviços, bem como consultas a diferentes propostas orçamentárias e também foram feitas comparações dos valores levantados com outros estudos mercadológicos.



A Tabela 9 apresenta os valores de referência estimados para o OPEX de um empreendimento solar fotovoltaico de 1 MWp para a área de interesse.

DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)	PECENTUAL (%)
Custo de Disponibilidade	R\$ 149.311,90	60,4%
Seguros e Garantias	R\$ 11.285,00	4,6%
Manutenção do Empreendimento	R\$ 44.915,62	18,2%
Monitoramento (remoto)	R\$ 5.830,00	2,4%
Monitoramento (empresa de segurança)	R\$ 9.865,54	4,0%
Furtos, vandalismos e colisões	R\$ 4.967,27	2,0%
Despesas Administrativas	R\$ 20.928,43	8,5%
Somatório (1 MWp)	R\$ 247.103,76	100%
Indicador OPEX (R\$/Wp)	R\$ 0,25	
Indicador OPEX (% do CAPEX)	5,04%	
Somatório (2 MWp)	R\$ 494.207,52	

Tabela 9 - Estimativa de OPEX.

Fonte: BEN, 2020.

A Tabela 10 apresenta os valores de OPEX ao longo do tempo, separado das despesas administrativas e levando em consideração um fator de correção anual. O fator de correção escolhido foi o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

ANO	CUSTOS OPERACIONAIS	CUSTOS ADMINISTRATIVO	SOMATÓRIO (1 MWp)	SOMATÓRIO (2 MWp)
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 226.175,34	R\$ 20.928,43	R\$ 247.103,76	R\$ 494.207,52
2	R\$ 235.290,20	R\$ 21.771,84	R\$ 257.062,04	R\$ 514.124,09
3	R\$ 244.772,40	R\$ 22.649,25	R\$ 267.421,64	R\$ 534.843,29
4	R\$ 254.636,72	R\$ 23.562,01	R\$ 278.198,74	R\$ 556.397,47
5	R\$ 264.898,58	R\$ 24.511,56	R\$ 289.410,15	R\$ 578.820,29
6	R\$ 275.574,00	R\$ 25.499,38	R\$ 301.073,37	R\$ 602.146,75
7	R\$ 286.679,63	R\$ 26.527,00	R\$ 313.206,63	R\$ 626.413,26
8	R\$ 298.232,82	R\$ 27.596,04	R\$ 325.828,86	R\$ 651.657,72
9	R\$ 310.251,60	R\$ 28.708,16	R\$ 338.959,76	R\$ 677.919,52
10	R\$ 322.754,74	R\$ 29.865,10	R\$ 352.619,84	R\$ 705.239,68
11	R\$ 335.761,76	R\$ 31.068,66	R\$ 366.830,42	R\$ 733.660,84
12	R\$ 349.292,96	R\$ 32.320,73	R\$ 381.613,69	R\$ 763.227,37



13	R\$ 363.369,46	R\$ 33.623,25	R\$ 396.992,72	R\$ 793.985,43
14	R\$ 378.013,25	R\$ 34.978,27	R\$ 412.991,52	R\$ 825.983,05
15	R\$ 393.247,19	R\$ 36.387,90	R\$ 429.635,08	R\$ 859.270,16
16	R\$ 409.095,05	R\$ 37.854,33	R\$ 446.949,38	R\$ 893.898,75
17	R\$ 425.581,58	R\$ 39.379,86	R\$ 464.961,44	R\$ 929.922,87
18	R\$ 442.732,52	R\$ 40.966,87	R\$ 483.699,38	R\$ 967.398,76
19	R\$ 460.574,64	R\$ 42.617,83	R\$ 503.192,47	R\$ 1.006.384,93
20	R\$ 479.135,79	R\$ 44.335,33	R\$ 523.471,12	R\$ 1.046.942,24
21	R\$ 498.444,97	R\$ 46.122,04	R\$ 544.567,01	R\$ 1.089.134,02
22	R\$ 518.532,30	R\$ 47.980,76	R\$ 566.513,06	R\$ 1.133.026,12
23	R\$ 539.429,15	R\$ 49.914,39	R\$ 589.343,54	R\$ 1.178.687,07
24	R\$ 561.168,14	R\$ 51.925,94	R\$ 613.094,08	R\$ 1.226.188,16
25	R\$ 583.783,22	R\$ 54.018,55	R\$ 637.801,77	R\$ 1.275.603,54
TOTAL	R\$ 9.457.427,99	R\$ 875.113,46	R\$ 10.332.541,46	R\$ 20.665.082,91

Tabela 10 - Projeção do OPEX.

Fonte: BEN, 2020.

5.4 PROJEÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Tabela 11 apresenta a projeção de produção de energia elétrica de um empreendimento solar fotovoltaico com potência nominal de 1 e 2 MWp, situado na área de interesse.

PRODUÇÃO (kWh)		
ANO	1 MWp	2 MWp
0	-	
1	1.924.598,31	3.849.196,62
2	1.914.975,32	3.829.950,64
3	1.905.400,44	3.810.800,88
4	1.895.873,44	3.791.746,88
5	1.886.394,07	3.772.788,15
6	1.876.962,10	3.753.924,20
7	1.867.577,29	3.735.154,58
8	1.858.239,41	3.716.478,81
9	1.848.948,21	3.697.896,42
10	1.839.703,47	3.679.406,93
11	1.830.504,95	3.661.009,90
12	1.821.352,43	3.642.704,85
13	1.812.245,66	3.624.491,33
14	1.803.184,43	3.606.368,87
15	1.794.168,51	3.588.337,03



16	1.785.197,67	3.570.395,34
17	1.776.271,68	3.552.543,36
18	1.767.390,32	3.534.780,65
19	1.758.553,37	3.517.106,74
20	1.749.760,60	3.499.521,21
21	1.741.011,80	3.482.023,60
22	1.732.306,74	3.464.613,49
23	1.723.645,21	3.447.290,42
24	1.715.026,98	3.430.053,97
25	1.706.451,85	3.412.903,70
Somatório	45.335.744,26	90.671.488,57
Média anual	1.813.429,77	3.626.859,54

Tabela 11 - Projeção de produção de 1 e 2 MWp.

Fonte: BEN, 2020.

5.5 PREÇO DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente documento considera como tarifa vazia praticada a média ponderada dos valores das Tarifas de Energia (TE) do histórico de 12 meses, acrescida da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e acrescida de um fator de correção para primeiro ano de operação do empreendimento.

Não obstante, o presente estudo, com base no que é praticado atualmente pela concessionária da área de interesse, considera como tarifa cheia, ou seja, preço final repassado ao consumidor final, a tarifa vazia acrescida de ICMS, PIS e COFINS.

No tocante a geração de receita acessória, o presente documento considera um repasse mínimo de 10% para a área de interesse, conforme Tabela 12.

TARIFAS E CONSUMO DE ENERGIA	VALORES	UNIDADE
PRÉDIO PÚBLICO		
Categoria B3 - Convencional		
Consumo Prédio Público	720.959,00	kWh/ano
TUSD	0,37169	R\$/kWh



TE Verde	(5 meses)	0,24753	R\$/kWh
TE Amarela	(4 meses)	0,26096	R\$/kWh
TE Vermelha 1	(2 meses)	0,28922	R\$/kWh
TE Vermelha 2	(1 mês)	0,30996	R\$/kWh
Média TE	(12 meses)	0,26416	R\$/kWh
Fator de Correção	(10 anos)	0,06930	%
TARIFA VAZIA		0,67991	R\$/kWh
ICMS		0,22897	%
PIS		0,00772	%
COFINS		0,03536	%
TARIFA CHEIA		0,86488	R\$/kWh
Número de Unidades Consumidoras		135	U.C.
Monofásico	(30 kWh)	0	U.C.
Bifásico	(50 kWh)	135	U.C.
Trifásico	(100kWh)	0	U.C.
Taxa Mínima		6.750,00	kWh
Pagamento de Taxa Mínima (Mês)		5.837,94	R\$
Pagamento de Taxa Mínima (Ano)		70.055,30	R\$
RECEITA ACESSÓRIA			
Tarifa de Receita Acessória		0,79488	R\$
Repasse de Receita Acessória		0,10	%

Tabela 12 - Tarifas definidas para a modelagem econômica.

Fonte: Adaptado de SULGIPE, 2020.

5.6 PREMISSAS CONTÁBEIS

O presente documento contemplou o regime de lucro presumido e utilizou as informações apresentadas na Tabela 13.

VARIÁVEIS CONTÁBEIS	VALORES	UNIDADE
Tempo de operação	23	anos
Percentual do serviço sobre a receita	100,00%	%
Percentual de venda produtos sobre a receita	0,00%	%
ISS (serviço)	5,00%	%
ICMS (produto)	0,00%	%
PIS	0,65%	%
COFINS	3,00%	%
Base IRPJ/CSLL - serviços	32,00%	%
Base IRPJ/CSLL - produto	8,00%	%



IRPJ	15,00%	%
IRPJ adicional	10,00%	%
CSLL	9,00%	%
Deságio em relação às tarifas	10,00%	%

Tabela 13 - Variáveis Contábeis.

Fonte: BEN, 2020.

5.7 PREMISSAS FINANCEIRAS

A Tabela 14 apresenta as variáveis financeiras definidas para o presente documento.

VARIÁVEIS FINANCEIRAS	VALORES	UNIDADE
Carência principal (dívida)	2,00	anos
Prazo financiamento	10,00	anos
Amortização	8,00	anos
Financiamento c/ capital de terceiros	70,00	%
Financiamento c/ capital próprio	30,00	%
Adicional de caixa de giro	10,00	%
IPCA (média anual prevista)	4,03	%
JUROS - custo de dívida nominal	11,10	%
SPREAD - taxa do agente financeiro	4,00	%
Taxa bancária	0,95	%
Custo financeiro	6,154847	%
Tarifa fixa do banco - TFB	6,154847	% aa
Taxa de longo prazo - TLP (IPCA + x%)	5,86	%
SELIC	2,728134	%
SELIC - acumulação das taxas médias diárias D-2 (código143)	2,278134	%
SELIC - sobretaxa fixa (código 24)	0,45	% aa

Tabela 14 - Variáveis Financeiras.

Fonte: BEN, 2020.

5.8 WACC

Weighted Average Cost of Capital (WACC) ou, em português, Custo Médio Ponderado de Capital é entendido no âmbito deste documento como a taxa mínima de atratividade do projeto. A metodologia do WACC é amplamente utilizada no mercado para fins de análise



de investimento e avaliações econômico-financeiras, em resumo a metodologia busca definir o custo de oportunidade para um ativo ou mercado específico, analisando os diferentes custos de capital à disposição (próprio e de terceiros) e sua composição para o ativo ou mercado em questão. O cálculo do WACC é dado pela seguinte fórmula:

$$WACC [\%] = (K_e \times E) + (K_d \times D)$$

Onde:

K_e - Custo de capital próprio

E - Percentual de capital próprio

K_d - Custo de capital de terceiros

D - Percentual de capital de terceiros

Pela fórmula apresentada, o cálculo do WACC é dependente do cálculo do custo de capital próprio (K_e) e de terceiros (K_d), assim como da alavancagem do projeto (D).

Para o cálculo do Custo de Capital Próprio, considerou-se a metodologia do de *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, em linha com uma das metodologias mais utilizadas para a determinação deste componente. Esta metodologia busca definir uma taxa de retorno teórica apropriada para um ativo ou setor perante a uma carteira de mercado perfeitamente diversificada, considerando, entre outros elementos, a relação de risco sistêmico para o objeto em análise frente ao retorno de um ativo teoricamente livre de riscos. O cálculo do K_e é dado pela fórmula:

$$K_e = R_f + (\beta \times (R_m - R_f)) + RB$$

Onde:

K_e - Custo de capital próprio

R_f - Taxa livre de risco

β - Beta do setor de referência



(Rm - Rf) - Prêmio de mercado

RB - Risco país

Válido ressaltar que para obtenção dos valores que compõem a fórmula apresentada anteriormente, o presente estudo considera o entendimento a seguir:

1. A taxa livre de risco equivalente ao retorno médio de títulos do tesouro norte americano com maturidade de 10 (dez) anos (*T Bonds*) entre 1995 e 2019 (FRED, 2020);
2. Beta alavancado, com base no Beta desalavancado do setor de referência de mercados emergentes (IBOVESPA, 2020), realavancado pela estrutura de capital considerada para o presente estudo;
3. Prêmio de mercado médio calculado entre 1995 e 2019 com base no retorno acima da taxa livre de risco de ações de grandes empresas americanas listadas no índice S&P500 (DAMODARAN, 2020);
4. Risco país calculado com base na média índice EMBI+ determinado pelo JP Morgan entre 1995 e 2019 (IPEA, 2020);
5. O cálculo considera a adequação de moedas e tropicalização do cálculo para Reais (R\$) utilizando os índices de inflação de preços dos Estados Unidos e Brasil (INFLATION.EU, 2020).

Para o cálculo do Custo de Capital de Terceiros, considerou-se o custo da dívida com base nas informações provenientes do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), em relação a uma taxa de juros. Esta, sendo composta por variáveis correspondentes ao Custo Financeiro, Taxa do BNDES e Taxa do Agente Financeiro:

$$Kd = Juros \times (1 - (IR + CSL))$$

Onde:

Kd - Custo de capital de terceiros

Juros - Custo da dívida do agente financeiro



IR - Imposto de Renda

CSLL - Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido

A Tabela 15 indica os valores relacionados com o cálculo do WACC para o presente documento.

WACC	VALORES	UNIDADE
Custo de Capital Próprio (Ke) - US Nominal	14,53	%
Custo de Capital Próprio (Ke) - BRL Nominal	16,82	%
Custo de Capital Próprio (Ke) - BRL Real	11,96	%
Rf = taxa livre de risco	3,83	%
B = beta do setor de referência	0,518	-
B' = beta alavancado do setor de referência	1,316	-
(Rm - Rf) = prêmio do mercado	4,43	%
RB = risco país	4,87	%
Inflação EUA	2,29	%
Inflação BRL	4,03	%
Custo de Capital de Terceiros (Kd)	7,33	%
Juros	11,10	%
IR+CSLL	34,00	%
Percentual de Capital Próprio (E)	30,00	%
Percentual de Capital de Terceiros (D)	70,00	%
WACC	8,72	%

Tabela 15 - Indicador WACC.

Fonte: BEN, 2020.

Importante ressaltar que o WACC estimado não determina a taxa interna de retorno real do futuro agente privado, pois essa será fruto da proposta vencedora da licitação e, da mesma forma, da eficiência ou ineficiência do agente privado durante evolução do contrato. Contudo, apresenta-se como a melhor estimativa do custo de oportunidade do mercado para participar da licitação do projeto proposto. Sendo assim, o WACC estimado considerado como a referência para, dadas as premissas de remuneração consideradas no presente estudo, balizar o dimensionamento da contraprestação mensal requerida pelo mercado para que o projeto de PPP tenha viabilidade do ponto de vista do parceiro privado.



5.9 ESTUDO DE CASO

5.9.1 PRÉDIO PÚBLICO (2 MWP)

O estudo de caso considera que toda energia elétrica produzida, que exceda a demanda do poder público, poderá ser explorada, como receita acessória, por exemplo, por meio do serviço de locação de parte do empreendimento, sendo que tais ganhos devem ser compartilhados pelo poder concedente, na proporção de 10% (dez por cento) da receita bruta acessória adquirida.

5.9.1.1 DRE CONSOLIDADA

O DRE apresentado na Figura 4 e com continuação na Figura 5, indica um cenário favorável para implementação do empreendimento solar fotovoltaico proposto, uma vez que os valores praticados pela concessionária de distribuição de energia elétrica da área de interesse são elevados e garantem sustentabilidade do empreendimento.

O melhor custo benefício para o poder público considerando as informações apresentadas é a implementação de Usina Solar Fotovoltaica com a interação nas contas de Prédios Públicos (PP).



Descrição da Conta	Ano												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Receita Autoconsumo	-	561.188,85	586.723,78	613.420,59	641.332,15	670.513,73	701.023,11	732.920,71	766.269,70	801.136,12	837.589,02	875.700,57	915.546,26
Receita Acessória	-	1.687.179,27	1.741.031,20	1.796.529,10	1.853.719,65	1.912.650,64	1.973.371,02	2.035.930,89	2.100.381,54	2.166.775,46	2.235.166,35	2.305.609,13	2.378.159,96
RECEITA BRUTA	-	2.248.368,12	2.327.754,98	2.409.949,70	2.495.051,81	2.583.164,37	2.674.394,13	2.768.851,60	2.866.651,24	2.967.911,58	3.072.755,37	3.181.309,70	3.293.706,22
(-) IMPOSTOS DIRETOS	0,00	-194.483,84	-201.350,81	-208.460,65	-215.821,98	-223.443,72	-231.335,09	-239.505,66	-247.965,33	-256.724,35	-265.793,34	-275.183,29	-284.905,59
(-) ISS	0%	-112.418,41	-116.387,75	-120.497,48	-124.752,59	-129.158,22	-133.719,71	-138.442,58	-143.332,56	-148.395,58	-153.637,77	-159.065,49	-164.685,31
(-) ICMS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) PIS	0,00%	-14.614,39	-15.130,41	-15.664,67	-16.217,84	-16.790,57	-17.383,56	-17.997,54	-18.633,23	-19.291,43	-19.972,91	-20.678,51	-21.409,09
(-) COFINS	0,00%	-67.451,04	-69.832,65	-72.298,49	-74.851,55	-77.494,93	-80.231,82	-83.065,55	-85.999,54	-89.037,35	-92.182,66	-95.439,29	-98.811,19
(-) OUTRAS DEDUÇÕES	0,00	-168.717,93	-174.103,12	-179.652,91	-185.371,97	-191.265,06	-197.337,10	-203.593,09	-210.038,15	-216.677,55	-223.516,63	-230.560,91	-237.816,00
(-) DEDUÇÕES RECEITA ACESSÓRIA	0,00	-168.717,93	-174.103,12	-179.652,91	-185.371,97	-191.265,06	-197.337,10	-203.593,09	-210.038,15	-216.677,55	-223.516,63	-230.560,91	-237.816,00
IMPOSTOS E DEDUÇÕES	0,00	-363.201,77	-375.453,93	-388.113,56	-401.193,95	-414.708,78	-428.672,19	-443.098,75	-458.003,49	-473.401,90	-489.309,97	-505.744,20	-522.721,58
(=) RECEITA LÍQUIDA	0,00	1.885.166,35	1.952.301,06	2.021.836,14	2.093.857,86	2.168.455,59	2.245.721,93	2.325.752,84	2.408.647,75	2.494.509,68	2.583.445,39	2.675.565,50	2.770.984,64
INVESTIMENTO (CAPEX)	-2.698.494,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)	0,00	-452.350,67	-470.580,40	-489.544,79	-509.273,45	-529.797,17	-551.148,00	-573.359,26	-596.465,64	-620.503,20	-645.509,48	-671.523,51	-698.585,91
(-) DESPESA ADMINISTRATIVA	0,00	-41.856,85	-43.543,68	-45.298,49	-47.124,02	-49.023,12	-50.998,75	-53.054,00	-55.192,08	-57.416,32	-59.730,20	-62.137,32	-64.641,46
(-) DEPRECIACIONES	0,00	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43	-531.278,43
Depreciações Obras Cívicas	0,00	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83
Depreciações Equipamentos operação (Kit Fotovoltaico)	0,00	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	-514.488,64	0,00
Depreciações Equipamentos e materiais administrativos	0,00	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	-3.357,96	0,00
Depreciações Atualização dos Inversores no 15º ano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	0,00	-573.135,28	-574.822,11	-576.576,92	-578.402,45	-580.301,55	-582.277,18	-584.332,43	-586.470,51	-588.694,75	-591.008,63	-595.569,15	-598.073,29
(=) CUSTOS E DESPESAS	-2.698.494,11	-1.025.485,95	-1.045.402,52	-1.066.121,72	-1.087.675,90	-1.110.098,72	-1.133.425,18	-1.157.691,69	-1.182.936,15	-1.209.197,95	-1.236.518,11	-1.264.092,67	-1.291.659,20
(+) RECEITAS FINANCEIRAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) DESPESAS FINANCEIRAS	-771.742,19	-771.742,19	-771.742,19	-675.274,42	-578.806,65	-482.338,87	-385.871,10	-289.403,32	-192.935,55	-96.467,77	-0,00	-0,00	-0,00
FINEX - juros	-771.742,19	-771.742,19	-771.742,19	-675.274,42	-578.806,65	-482.338,87	-385.871,10	-289.403,32	-192.935,55	-96.467,77	-0,00	-0,00	-0,00
RESULTADO FINANCEIRO	-771.742,19	-771.742,19	-771.742,19	-675.274,42	-578.806,65	-482.338,87	-385.871,10	-289.403,32	-192.935,55	-96.467,77	-0,00	-0,00	-0,00
(=) LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA (LAIR)	-3.470.236,31	87.938,20	135.156,34	280.440,00	427.375,31	576.018,00	726.425,66	878.657,83	1.032.776,06	1.188.843,96	1.346.927,28	1.528.472,83	1.794.325,44
(-) IRPJ	0,00	-107.921,67	-111.732,24	-115.677,59	-119.762,49	-123.991,89	-128.370,92	-132.904,88	-137.599,26	-142.459,76	-147.492,26	-152.702,87	-158.097,90
(-) IRPJ Adicional	0,00	-47.947,78	-50.488,16	-53.118,39	-55.841,66	-58.661,26	-61.580,61	-64.603,25	-67.732,84	-70.973,17	-74.328,17	-77.801,91	-81.398,60
(-) CSLL	0,00	-64.753,00	-67.039,34	-69.406,55	-71.857,49	-74.395,13	-77.022,55	-79.742,93	-82.559,56	-85.475,85	-88.495,35	-91.621,72	-94.858,74
IMPOSTOS INDIRECTOS	0,00	-220.622,45	-229.259,74	-238.202,53	-247.461,64	-257.048,28	-266.974,08	-277.251,05	-287.891,65	-298.908,78	-310.315,78	-322.126,50	-334.355,24
(=) RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO	-3.470.236,31	-132.684,25	-94.103,40	42.237,47	179.913,68	318.969,71	459.451,58	601.406,78	744.884,40	889.935,18	1.036.611,50	1.194.346,34	1.459.970,20
(=) RESULTADO LÍQUIDO ACUMULADO	-3.470.236,31	-3.602.920,55	-3.697.023,95	-3.654.786,48	-3.474.872,80	-3.155.903,09	-2.696.451,51	-2.095.044,74	-1.350.160,34	-460.225,16	576.386,34	2.182.732,68	3.842.702,88

Figura 4 - DRE Prédio Público (2 MWp). Fonte: BEN, 2020.



Descrição da Conta	Ano											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Receita Autoconsumo	957.204,99	1.000.759,26	1.046.295,30	1.093.903,31	1.143.677,55	1.195.716,59	1.250.123,49	1.307.005,99	1.366.476,72	1.428.653,46	1.493.659,34	1.561.623,08
Receita Acessória	2.452.876,25	2.529.816,67	2.609.041,16	2.690.610,95	2.774.588,52	2.861.037,69	2.950.023,56	3.041.612,50	3.135.872,23	3.232.871,73	3.332.681,29	3.435.372,50
RECEITA BRUTA	3.410.081,24	3.530.575,93	3.655.336,47	3.784.514,25	3.918.266,07	4.056.754,29	4.200.147,05	4.348.618,49	4.502.348,95	4.661.525,19	4.826.340,63	4.996.995,58
(-) IMPOSTOS DIRETOS	-294.972,03	-305.394,82	-316.186,60	-327.360,48	-338.930,02	-350.909,25	-363.312,72	-376.155,50	-389.453,18	-403.221,93	-417.478,46	-432.240,12
(-) ISS	-170.504,06	-176.528,80	-182.766,82	-189.225,71	-195.913,30	-202.837,71	-210.007,35	-217.430,92	-225.117,45	-233.076,26	-241.317,03	-249.849,78
(-) ICMS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) PIS	-22.165,53	-22.948,74	-23.759,69	-24.599,34	-25.468,73	-26.368,90	-27.300,96	-28.266,02	-29.265,27	-30.299,91	-31.371,21	-32.480,47
(-) COFINS	-102.302,44	-105.917,28	-109.660,09	-113.535,43	-117.547,98	-121.702,63	-126.004,41	-130.458,55	-135.070,47	-139.845,76	-144.790,22	-149.909,87
(-) OUTRAS DEDUÇÕES	-245.287,63	-252.981,67	-260.904,12	-269.061,09	-277.458,85	-286.103,77	-295.002,36	-304.161,25	-313.587,22	-323.287,17	-333.268,13	-343.537,25
(-) DEDUÇÕES RECEITA ACESSÓRIA	-245.287,63	-252.981,67	-260.904,12	-269.061,09	-277.458,85	-286.103,77	-295.002,36	-304.161,25	-313.587,22	-323.287,17	-333.268,13	-343.537,25
IMPOSTOS E DEDUÇÕES	-540.259,65	-558.376,49	-577.090,72	-596.421,58	-616.388,87	-637.013,02	-658.315,08	-680.316,75	-703.040,41	-726.509,10	-750.746,59	-775.777,37
(=) RECEITA LÍQUIDA	2.869.821,59	2.972.199,44	3.078.245,75	3.188.092,68	3.301.877,21	3.419.741,27	3.541.831,97	3.668.301,74	3.799.308,54	3.935.016,09	4.075.594,04	4.221.218,21
INVESTIMENTO (CAPEX)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)	-726.738,92	-756.026,50	-786.494,37	-818.190,09	-851.163,15	-885.465,03	-921.149,27	-958.271,59	-996.889,93	-1.037.064,60	-1.078.858,30	-1.122.336,29
(-) DESPESA ADMINISTRATIVA	-67.246,51	-69.956,54	-72.775,79	-75.708,66	-78.759,72	-81.933,73	-85.235,66	-88.670,66	-92.244,09	-95.961,52	-99.828,77	-103.851,87
(-) DEPRECIACÕES	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84	-13.431,84
Depreciações Obras Cívicas	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83	-13.431,83
Depreciações Equipamentos operação (Kit Fotovoltaico)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciações Equipamentos e materiais administrativos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciações Atualização dos Inversores no 15º ano	0,00	0,00	0,00	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01	-69.693,01
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	-80.678,34	-83.388,37	-86.207,62	-158.833,50	-161.884,56	-165.058,57	-168.360,50	-171.795,50	-175.368,93	-179.086,36	-182.953,61	-186.976,71
(=) CUSTOS E DESPESAS	-807.417,26	-839.414,87	-872.701,99	-977.023,59	-1.013.047,71	-1.050.523,60	-1.089.509,77	-1.130.067,09	-1.172.258,86	-1.216.150,96	-1.261.811,91	-1.309.313,00
(+) RECEITAS FINANCEIRAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) DESPESAS FINANCEIRAS	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
FINEX - juros	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
RESULTADO FINANCEIRO	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
(=) LUCRO ANTES do IMPOSTO DE RENDA (LAIR)	2.062.404,33	2.132.784,57	2.205.543,76	2.211.069,09	2.288.829,49	2.369.217,67	2.452.322,20	2.538.234,65	2.627.049,68	2.718.865,13	2.813.782,12	2.911.905,21
(-) IRPJ	-163.683,90	-169.467,64	-175.456,15	-181.656,68	-188.076,77	-194.724,21	-201.607,06	-208.733,69	-216.112,75	-223.753,21	-231.664,35	-239.855,79
(-) IRPJ Adicional	-85.122,60	-88.978,43	-92.970,77	-97.104,46	-101.384,51	-105.816,14	-110.404,71	-115.155,79	-120.075,17	-125.168,81	-130.442,90	-135.903,86
(-) CSLL	-98.210,34	-101.680,59	-105.273,69	-108.994,01	-112.846,06	-116.834,52	-120.964,24	-125.240,21	-129.667,65	-134.251,93	-138.998,61	-143.913,47
IMPOSTOS INDIRETOS	-347.016,84	-360.126,66	-373.700,61	-387.755,15	-402.307,35	-417.374,87	-432.976,00	-449.129,69	-465.855,57	-483.173,94	-501.105,86	-519.673,12
(=) RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO	1.715.387,49	1.772.657,91	1.831.843,15	1.823.313,93	1.886.522,15	1.951.842,80	2.019.346,20	2.089.104,96	2.161.194,12	2.235.691,19	2.312.676,26	2.392.232,09
(=) RESULTADO LÍQUIDO ACUMULADO	5.558.090,37	7.330.748,28	9.162.591,43	#####	#####	#####	#####	#####	18.932.721,48	21.093.915,60	23.329.606,79	25.642.283,05

Figura 5 - DRE Prédio Público (2 MWp). Fonte: BEN, 2020.



5.9.1.2 FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

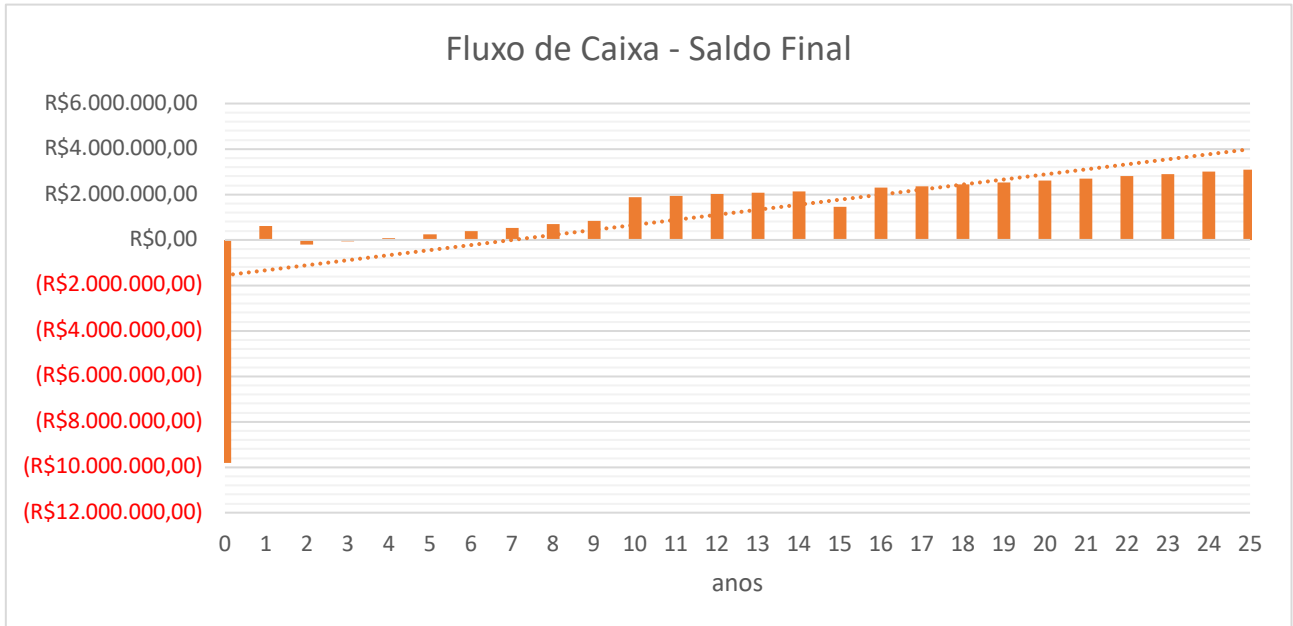


Figura 6 - Saldo final do fluxo de caixa (PP+PP).

Fonte: BEN, 2020.

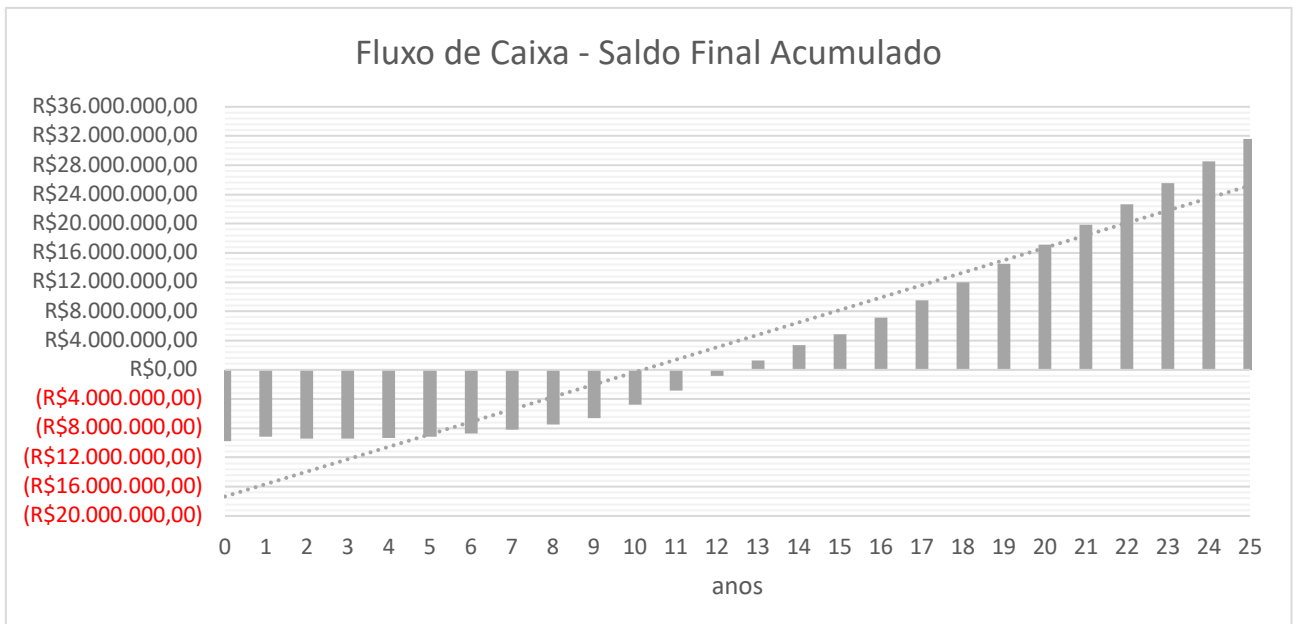


Figura 7 - Saldo final acumulado do fluxo de caixa (PP+PP).

Fonte: BEN, 2020.

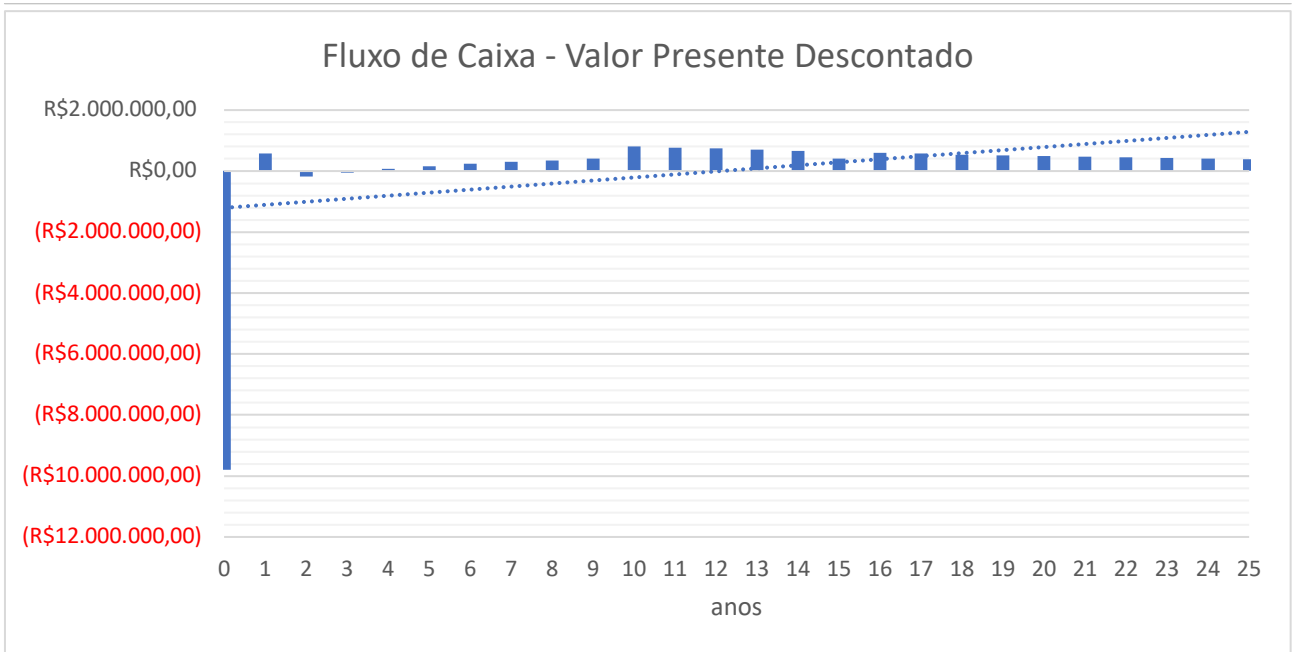


Figura 8 - Valor presente descontado do fluxo de caixa (PP+PP).

Fonte: BEN, 2020.

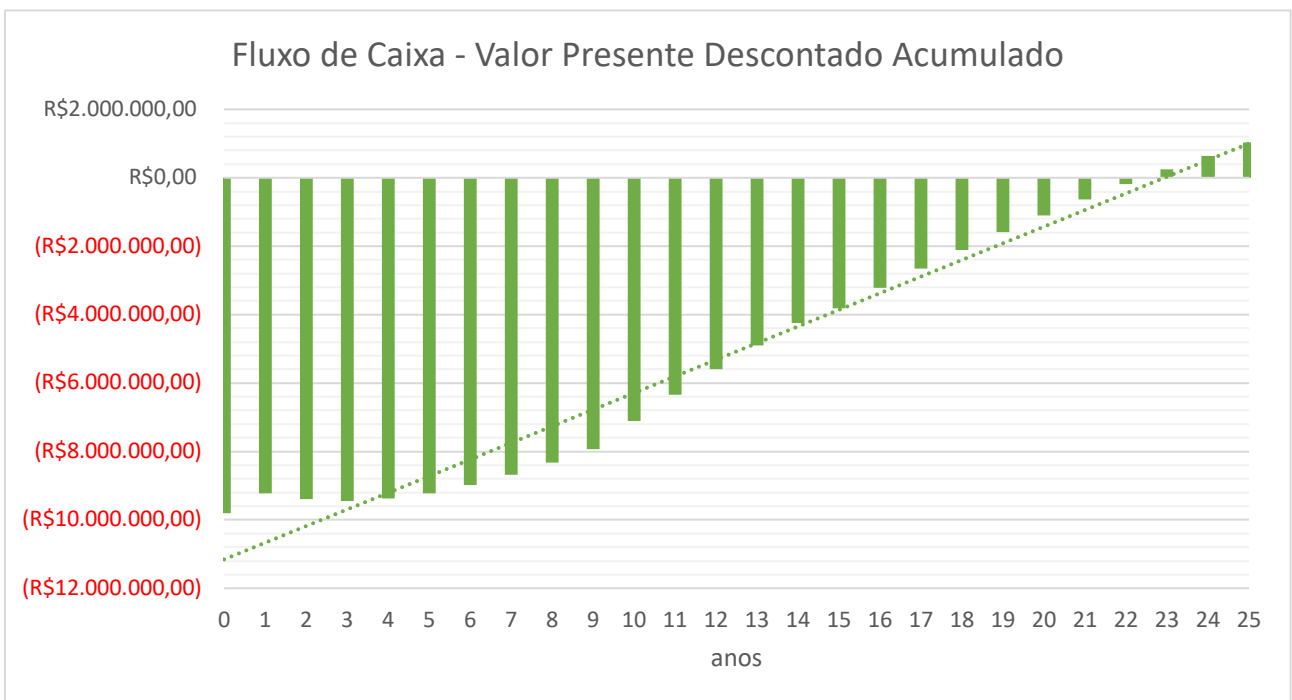


Figura 9 - Valor presente descontado acumulado do fluxo de caixa (PP+PP).

Fonte: BEN, 2020.



FLUXO DE CAIXA				
ANO	SALDO FINAL (R\$)	SALDO FINAL ACUMULADO (R\$)	VALOR PRESENTE DESCONTADO (R\$)	VALOR PRESENTE DESCONTADO ACUMULADO (R\$)
0	-9.797.193,78	-9.797.193,78	-9.797.193,78	-9.797.193,78
1	619.216,63	-9.177.977,15	569.553,92	-9.227.639,86
2	-202.264,94	-9.380.242,09	-171.121,70	-9.398.761,56
3	-56.981,28	-9.437.223,37	-44.341,35	-9.443.102,91
4	89.954,03	-9.347.269,35	64.385,72	-9.378.717,19
5	238.596,71	-9.108.672,63	157.081,71	-9.221.635,48
6	389.004,37	-8.719.668,26	235.563,43	-8.986.072,05
7	541.236,54	-8.178.431,72	301.462,11	-8.684.609,93
8	695.354,77	-7.483.076,95	356.241,33	-8.328.368,61
9	851.422,67	-6.631.654,28	401.213,28	-7.927.155,33
10	1.878.205,71	-4.753.448,56	814.076,99	-7.113.078,33
11	1.941.904,66	-2.811.543,90	774.180,92	-6.338.897,42
12	2.007.757,27	-803.786,63	736.237,60	-5.602.659,81
13	2.075.836,16	1.272.049,53	700.151,61	-4.902.508,20
14	2.146.216,40	3.418.265,92	665.832,15	-4.236.676,05
15	1.444.608,78	4.862.874,71	412.224,44	-3.824.451,61
16	2.294.193,93	7.157.068,63	602.151,60	-3.222.300,01
17	2.371.954,34	9.529.022,97	572.630,23	-2.649.669,77
18	2.452.342,51	11.981.365,48	544.554,45	-2.105.115,32
19	2.535.447,04	14.516.812,52	517.853,55	-1.587.261,77
20	2.621.359,50	17.138.172,02	492.460,31	-1.094.801,46
21	2.710.174,52	19.848.346,54	468.310,76	-626.490,70
22	2.801.989,97	22.650.336,51	445.344,09	-181.146,61
23	2.896.906,97	25.547.243,48	423.502,42	242.355,80
24	2.995.030,05	28.542.273,53	402.730,72	645.086,53
25	3.096.467,29	31.638.740,82	382.976,66	1.028.063,19
Total	41.435.934,60	112.269.577,78	10.825.256,97	-122.165.614,46

Tabela 16 - Fluxo de Caixa Prédio Público.

Fonte: BEN, 2020.



5.9.1.3 RESUMO DE INDICADORES

A Tabela 17 mostra os indicadores financeiros e contábeis do cenário de estudo.

PRÉDIO PÚBLICO + ATIVIDADES RELACIONADAS	
TIR	9,47%
WACC	8,72%
VPL	R\$ 1.028.063,19
PAYBACK SIMPLES	12 anos e 5 meses
PAYBACK DESCONTADO	22 anos e 5 meses
TAXA DE LUCRATIVIDADE	110%
TEMPO DE CONTRATO	24 anos
MARGEM EBITDA	50,77%
RECEITA BRUTA	R\$ 82.781.372,96
GANHOS EM RECEITA ACESSÓRIA	R\$ 5.923.290,93
CUSTOS E DESPESAS	R\$ 28.216.040,49
LUCRO LÍQUIDO	R\$ 28.034.515,14

Tabela 17 - Indicadores Financeiros (PP+PP).

Fonte: BEN, 2020.

Tendo em vista o que foi apresentado anteriormente, o cenário em questão, além de apresentar um VPL positivo, também apresenta uma TIR superior ao WACC, o que indica que o projeto é atrativo para o referido cenário.

Valido ressaltar que é vantajoso a implementação deste cenário, uma vez que os ganhos em receita acessória poderão ser empregados em outras frentes de atuação do poder concedente local, melhorando os índices da área de interesse.

5.10 VALUE FOR MONEY



5.10.1 ARGUMENTOS QUALITATIVOS

Em uma determinada PPP são analisadas as possibilidades de riscos existentes por meio dos indicadores levantados e, após a apreciação das informações levantadas, os gestores públicos definem os riscos que podem ser melhor administrados ao longo do tempo de contrato, permitindo que o parceiro privado assuma riscos diferentes, como, por exemplo, os riscos de projeto, financiamento, construção, operação, manutenção e conservação, enquanto que o parceiro público assume os riscos políticos, de demanda e outros que venham a serem definidos previamente no edital.

A existência de um parceiro privado se mostra muito vantajosa, ao passo que o mesmo traz um arcabouço de conhecimento técnico, prático, vivência e compreensão de um mercado altamente competitivo, vantagens que, de forma geral, não são de domínio do ente público. Este, caso almeje ser o único agente do empreendimento, poderá ter dificuldades em se estabelecer em um mercado competitivo, obtendo consideráveis prejuízos durante o processo de atingimento da maturidade necessária para curva de conhecimento que enseja o objeto da PPP.

O firmamento de uma PPP permite a sinergia da contratação simultânea dos serviços de implementação, operação e manutenção, possibilitando que o parceiro privado, ciente da longevidade do contrato, adote o uso de técnicas e tecnologias mais apropriadas para a o tempo em que ficará atuante. Já sem o firmamento de uma PPP, tal sinergia não é facilitada e tolera uma elevação nos custos de projeto, construção, serviços de implementação, operação e manutenção, além de maiores restrições de qualidade.

A existência de concorrência entre os participantes no âmbito do processo de licitação promove vantagens quanto a possível maximização dos ganhos ao poder concedente, uma vez que as empresas possuem diferentes composições de custos de CAPEX e OPEX e poderão aumentar o percentual de deságio na busca da contemplação da PPP, gerando assim uma proposta mais atrativa ao ente público.



Outro ponto a ser indicado é que o ente público, ao atuar de forma isolada, precisará implementar na área de interesse uma estrutura robusta que proporcione eficiente gestão, manutenção e operacionalização do empreendimento durante todo o ciclo de vida do mesmo. Tal demanda, além de poder implicar em perda de eficiência em outras áreas de responsabilidade e expertise do ente público, também poderá acarretar aumento de OPEX na ordem de 42,5% de ineficiência (TRIDAPALLI, 2012).

Outra ação positiva em se estabelecer uma PPP é que o empreendimento, no término de contrato, é incorporado ao patrimônio do poder público e em condições adequadas de uso, sem exigência de contrapartida adicional do agente privado. Este, responsável por construir e gerir o empreendimento em troca de parcelas remuneratórias mensais garantidas.

5.10.2 ARGUMENTOS QUANTITATIVOS

Para as análises quantitativas dos projetos de PPP se faz necessário ter o entendimento da alocação otimizada de recursos públicos, de forma a ser possível dar apoio em auditabilidade e suporte na prestação de contas entre os parceiros. Sendo assim, para a análise quantitativa, a mensuração do *Value For Money* do presente documento envolve as seguintes premissas:

1. Contrato de 24 anos, sendo 1 ano de implementação e 23 anos de operação;
2. Desvalorização do empreendimento calculado com base na degradação de potência nominal dos módulos fotovoltaicos de 0,5% a.a. (taxa aplicada em relação ao valor da fração imobilizada do CAPEX);
3. Redução de 10% no valor da tarifa cheia, com correção anual em relação ao IPCA, enquanto que não existe previsibilidade da concessionária de distribuição local para reajuste tarifário anual;
4. Repasse de 10% da receita bruta acessória para o poder concedente;
5. Arrecadação de 5% em ISS (em relação a receita bruta);
6. Taxas mínimas de disponibilidade do sistema da distribuidora local de energia elétrica, considerando:



- a. Monofásico, mínimo de 30 KWh/mês, com 0 Unidades Consumidoras;
 - b. Bifásico, mínimo de 50 KWh/mês, com 135 Unidades Consumidoras;
 - c. Trifásico, mínimo de 100 kWh/mês; com 0 Unidades Consumidoras;
7. Para o modelo sem firmamento de PPP, considera-se a tarifa cheia sem redução e com correção anual em relação ao IPCA, enquanto que não existe previsibilidade da concessionária de distribuição local para reajuste tarifário anual;

5.10.2.1 MODELO COM FIRMAMENTO DE PPP

Modelo regido pela Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, no qual o parceiro privado contemplado é responsável pela implementação, operação e manutenção do empreendimento. Neste item do presente documento, será realizada comparação entre um cenário com implementação do empreendimento e outro cenário sem a implementação do empreendimento, ou seja, mantendo a situação atual da área de interesse.

COM EMPREENDIMENTO	
Potência Nominal	2 MWp
Tempo de Contrato	24 anos
Tempo de Implementação	1 ano
Tempo de Operação	23 anos
CAPEX Imobilizado	-R\$ 6.901.324,27
Desvalorização	11,50%
Valor Residual do Empreendimento	-R\$ 6.107.671,98
Receita Total Bruta	R\$ 82.781.372,96
Custos com Parceiro Privado	R\$ 23.548.463,68
Receita Acessória Bruta	R\$ 59.232.909,28
Arrecadação em ISS	-R\$ 4.139.068,65
Repasse de Receita Acessória	-R\$ 5.923.290,93
Custos com Distribuidora	R\$ 1.611.271,81

Tabela 18 - Indicadores com empreendimento.

Fonte: BEN, 2020.

SEM EMPREENDIMENTO	
Custos com Distribuidora	R\$ 26.164.959,64
Custos com Parceiro Privado	R\$ 0,00
Incorporação do Empreendimento	R\$ 0,00



Arrecadação em ISS	R\$ 0,00
Repasse de Receita Acessória	R\$ 0,00

Tabela 19 - Indicadores sem firmamento de PPP.

Fonte: BEN, 2020.

COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS		
DESCRIÇÃO	COM PPP	SEM PPP
Custos com Distribuidora	R\$ 1.611.271,81	R\$ 26.164.959,64
Custos com Parceiro Privado	R\$ 23.548.463,68	R\$ 0,00
Incorporação do Empreendimento	-R\$ 6.107.671,98	R\$ 0,00
Arrecadação em ISS	-R\$ 4.139.068,65	R\$ 0,00
Repasse de Receita Acessória	-R\$ 5.923.290,93	R\$ 0,00
Totais	R\$ 8.989.703,93	R\$ 26.164.959,64
Value For Money	R\$ 17.175.255,71	

Tabela 20 - Comparação entre modelos de PPP.

Fonte: BEN, 2020.

A partir das análises apresentadas é possível inferir que o modelo regido pela Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, apresentando *Value For Money* positivo, conferindo assim vantajosidade para o poder concedente.

5.10.2.2 **MODELO SEM FIRMAMENTO DE PPP**

Modelo regido pela Lei 8.666, de 21 de junho de 1993, no qual a gestão operacional é feita pelo próprio ente estatal ou terceiro. Neste item do presente documento, será realizada comparação entre um cenário em que a gestão operacional do empreendimento é feita pelo parceiro privado e outro em que a gestão operacional é feita pelo poder concedente, uma vez que o OPEX é o principal contribuidor para variação de custos e ganhos nesse modelo.

Conforme mencionado anteriormente, para o ente público atuar de forma isolada, precisará implementar na área de interesse uma estrutura robusta que proporcione eficiente gestão, manutenção e operacionalização do empreendimento durante todo o ciclo de vida do mesmo. Tal demanda, além de poder implicar em perda de eficiência em outras áreas de



responsabilidade e expertise do ente público, também poderá acarretar aumento de OPEX na ordem de 42,5% de ineficiência (TRIDAPALLI, 2012).

Sendo assim, os custos de OPEX para o cenário em que o ente público efetue a gestão operacional do empreendimento será acrescido de um percentual de 42,5%. A Figura 10 e a Figura 11 apresentam os valores OPEX ao longo do tempo de contrato para um empreendimento com gestões operacionais de entes distintos.

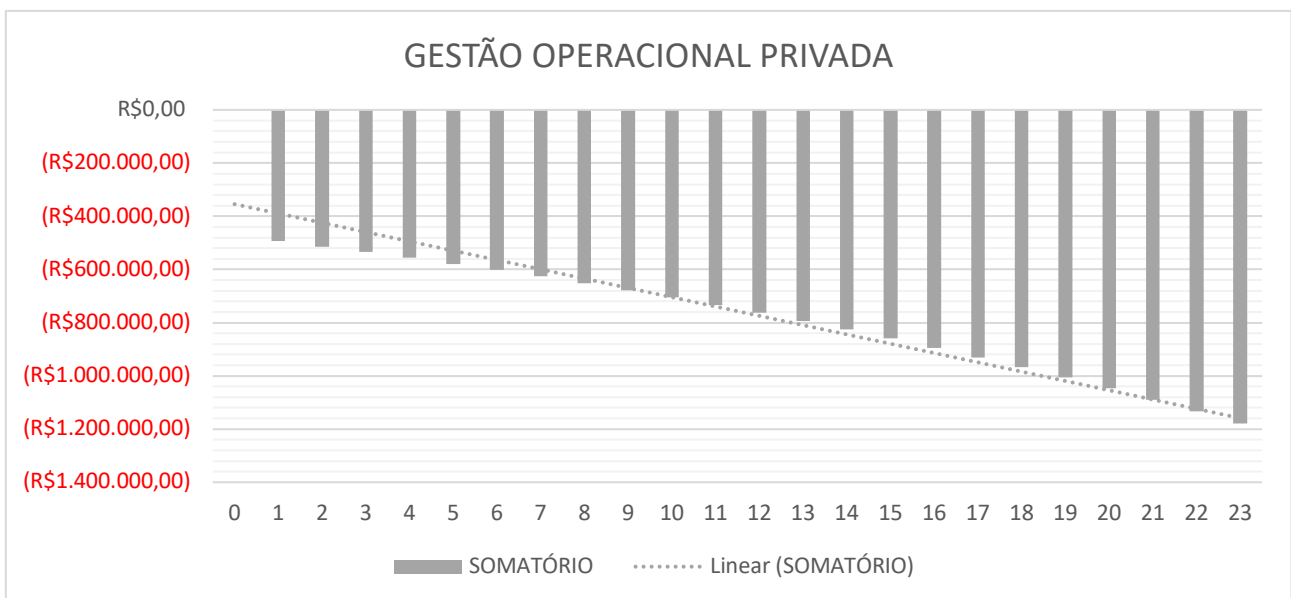


Figura 10 - OPEX do Ente Privado.

Fonte: BEN, 2020.

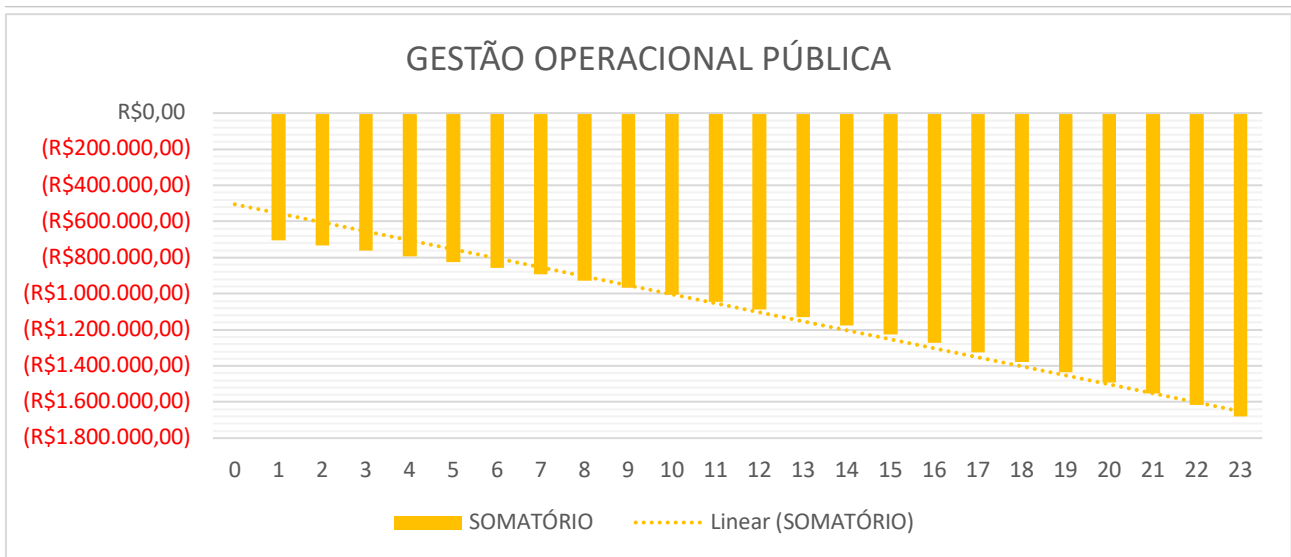


Figura 11 - OPEX do Ente Público.

Fonte: BEN, 2020.

Ao se comparar as diferentes gestões é possível inferir que o Valor Presente Líquido para o cenário com gestão operacional privada é de **(-R\$ 6.715.943,25)**, já para o cenário com a gestão operacional pública o Valor Presente Líquido é de **(-R\$ 9.570.219,13)**. Tal comparação indica que a implementação de uma parceria público privada, com cooperação positiva entre os entes públicos e privados é mais vantajosa.

Válido ressaltar que em um cenário onde o ente público é o responsável por todo o processo de implementação, operação e manutenção do empreendimento, é possível inferir um maior prazo de implementação, em comparação com o modelo de concessão via PPP, uma vez que existe uma lacuna de conhecimento técnico dos servidores públicos sobre o tema que enseja o objeto da PPP, além de ser evidente a ocorrência, por parte dos concorrentes, de diversos pedidos de questionamento no âmbito de apontamentos técnicos relevantes ou apenas como uma forma de ganhar prazo no processo.

Outro ponto que pode contribuir para o aumento do processo de implementação do empreendimento é a ocorrência de problemas no processo licitatório, conseqüentemente, os editais serem suspensos, corrigidos e reeditados. Não obstante, a dificuldade apresentada na Lei de Licitações e Contratos sobre formas de contratação acabam



trazendo lentidão e morosidade aos processos licitatórios e dificultando processos inovadores interessante ao objeto da PPP.



6 ETAPA DE VIABILIDADE AMBIENTAL

Um empreendimento solar fotovoltaico é entendido, de forma geral, como um sistema energético amigável ao meio ambiente, apesar de que dependendo do processo produtivo e da matriz energética em que os elementos de um determinado sistema são produzidos, existem maiores ou menores contribuições em relação as emissões de gases de efeito estufa e a pegada ambiental desses sistemas.

6.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

A Constituição Federal de 1988, no seu artigo 225, estabelece:

“...

Art.225 - Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações (BRASIL, 1988).”

Segundo a Lei Nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências, principalmente em relação ao licenciamento ambiental que é um instrumento de grande importância para a existência e funcionamento de diferentes empreendimentos no território nacional. Os órgãos ambientais competentes são responsáveis por verificar e analisar a viabilidade ambiental da localização, instalação, ampliação e operação das atividades e/ou empreendimentos que utilizam recursos naturais, visando à promoção do desenvolvimento socioeconômico e sustentável eficientes.

Cada Estado e o Distrito Federal possui sua competência para regulamentar as peculiaridades do seu direito ambiental, e são as Comissões Organizadoras as



responsáveis por isso, respeitando os preceitos e princípios estabelecidos no Regulamento Nacional.

Nos municípios, a competência para legislar se dá da mesma forma que nos Estados, ou seja, é complementar às normas federais e estaduais, respeitando a hierarquia organizacional adotada no país. As normas municipais devem vir de forma a ampliar ou aperfeiçoar uma norma federal ou estadual, caso seja realmente necessário e tornando-se mais restritiva.

O licenciamento ambiental se configura no principal instrumento estatal de defesa do meio ambiente. É um processo administrativo, por meio do qual o órgão competente decidirá se é possível conceder ou não uma determinada licença ambiental solicitada, conforme os quesitos de habilitação mínimos necessários.

O Anexo I da Resolução CONAMA 237/1997 lista os tipos de empreendimentos passíveis de licenciamento ambiental, dentre as quais cita a produção de energia termoelétrica e a transmissão de energia elétrica. Por outro lado, a Resolução CONAMA 01/1986 estabelece em seu Artigo 2º que, no licenciamento de Linhas de Transmissão acima de 230 kV e Usinas de geração de eletricidade acima de 10MW (qualquer que seja a fonte de energia primária), é requerida a realização de EIA/RIMA.

Também existe o entendimento de que se tratando de empreendimento relacionado a implementação de Usina Solar Fotovoltaica, o licenciamento ambiental ficará a cargo do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), representado pelo IBAMA, e dos órgãos estaduais e municipais de meio ambiente. O CONAMA prevê licenciamento diferenciado para UFV de diferentes portes, estabelecendo regras específicas para 4 faixas de potência diferentes, conforme Tabela 21:



POTÊNCIA DE SAÍDA DO INVERSOR	LICENÇA REQUERIDA	DOCUMENTAÇÃO NECESSÁRIA	NÍVEL DE DETALHAMENTO	RESOLUÇÃO DE REFERÊNCIA	PRAZO
Até 1MW	LO	FCE - Formulário de Caracterização do Empreendimento	Baixo. Preenchimento de formulário com as características do empreendimento	CONAMA 01/86	15 dias
1MW < Pot ≤ 10MW	LP	RCA - Relatório de Controle Ambiental	Médio.	CONAMA 01/86	Até 60 dias
	LI	PCA - Plano de Controle Ambiental	É necessário profissionais com conhecimento em licenciamento ambiental.	CONAMA 237/97	Até 60 dias
	LO	Reunião Técnica		CONAMA 279/01	Até 60 dias
10MW < Pot ≤ 80MW	LP	RCA - Relatório de Controle Ambiental	Médio.	CONAMA 01/86	Até 60 dias
	LI	PCA - Plano de Controle Ambiental	É necessário profissionais com conhecimento em licenciamento ambiental.	CONAMA 237/97	Até 60 dias
	LO	Reunião Técnica		CONAMA 279/02	Até 60 dias
> 80MW	LP	EIA/RIMA	Alto.	CONAMA 01/86	Até 2 anos
	LI	PCA - Plano de Controle Ambiental	É necessário profissionais especializados em licenciamento ambiental	CONAMA 237/96	
	LO	Reunião Técnica			

Tabela 21 - Tipos de licenciamento para diferentes portes de UFV.

Fonte CONAMA, 2020.

No artigo 12 da Resolução CONAMA 237/1997, também é preconizado que pode ser admitido um único processo de licenciamento ambiental para pequenos empreendimentos e atividades similares e vizinhos, desde que definida a responsabilidade legal dos mesmos. Desta forma, para UFVs vizinhas, pode-se utilizar este dispositivo legal para realizar o licenciamento conjunto de todo o complexo de geração.



6.2 IMPACTOS AMBIENTAIS

Os impactos de empreendimentos solares fotovoltaicos estão estreitamente relacionados à sua localização, às características físico-climáticas do local de implantação e às características dos ecossistemas, variando nas diferentes etapas do ciclo de vida de um determinado empreendimento, conforme apresentado na Tabela 22.

	Aspectos Ambientais	Impactos Ambientais Potenciais	Meio
Implantação	Terraplanagem e movimentação do solo	Erosão do solo devido à alteração da topografia e exposição do solo	MF
	Construção de vias de acesso (não pavimentadas)	Assoreamento de cursos hídricos	MF
	Montagem das estruturas metálicas de sustentação dos módulos	Geração de resíduos da construção civil	MF
	Conexão dos painéis, dos inversores e das estruturas de suporte, que utiliza solda e chumbo	Possível contaminação do solo	MF
	Instalação dos módulos	Possível contaminação do solo	MF
	Geração de resíduos de construção civil	Possível contaminação do solo	MF
	Área ocupada pela UFV	Impacto visual	MF
		Alteração do uso do solo natural	MF
	Supressão de vegetação	Perda da cobertura vegetal original	MB
		Redução do habitat natural de espécies vegetais e animais	MB
		Afugentamento da fauna	MB
		Riscos de acidentes com animais	MB
	Aumento do tráfego de veículos leves e pesados no entorno e interior da área de implantação	Redução na abundância populacional através do atropelamento de fauna	MB
	Demanda por mão de obra	Geração de empregos diretos e indiretos	MS
		Desenvolvimento da qualificação da população do entorno	MS
Aumento da atividade econômica	Aumento da arrecadação de impostos	MS	



		Aumento de demanda por serviços públicos (saúde, educação, infraestrutura, moradia)	MS
		Valorização imobiliária	MS
		Aumento do fluxo de veículos nas estradas locais	MS
Operação	Área ocupada pela UFV	Restrição de ocupação no entorno da UFV, para evitar sombreamento	MF
		Aumento da susceptibilidade à erosão do solo devido ao maior escoamento superficial	MF
	Consumo de água para limpeza dos módulos	Aumento do volume de escoamento superficial de água (requer construção de sistema de drenagem e contenção da água da chuva)	MF
	Cercamento da área (segurança)	Restrição à circulação de certas espécies animais	MB
	Sombreamento do solo pelos painéis FV	Alteração do microclima para a vegetação rasteira e pequenos animais	MB
	Geração de energia renovável	Melhoria na oferta de energia elétrica	MS
		Complementariedade com relação a outras fontes de geração de energia elétrica (aumento da confiabilidade do sistema de geração de energia elétrica)	MS
Emissões de GEE evitadas		MS	
Desativação	Desmobilização da UFV	Geração de resíduos eletrônicos contendo metais pesados (chumbo, cromo, compostos bromados)	MF
		Geração de resíduos sólidos como vidro	MF
		Contaminação do solo e ambiente com metais pesados	MF

Notas: MF: Meio Físico; MB: Meio Biótico; MS: Meio Socioeconômico

Tabela 22 - Principais aspectos e impactos ambientais relacionados às UFV.

Fonte: PERAZZOLI, 2017.

Os Meios Físico, Biótico e Socioeconômico utilizados pela Resolução CONAMA 01/1986, como uma forma de subdivisão do meio ambiente total em diferentes abordagens, para possibilitar um melhor entendimento dos estudos ambientais. Válido ressaltar que cada um destes meios abrange diferentes componentes ambientais, conforme Tabela 23.



MEIOS		
Físico	Biótico	Socioeconômico
Clima; Qualidade do Ar; Ruído e Vibração; Geologia e Recursos Minerais; Geomorfologia (relevo); Pedologia (Solos); Hidrologia; Recursos Hídricos Superficiais e Subterrâneos; Qualidade das Águas Superficiais e Subterrâneas	Flora (Vegetais); Fauna Terrestre (anfíbios, répteis, mamíferos, aves); Fauna Aquática (zooplâncton, fauna bêntica, moluscos, peixes, mamíferos).	Uso e Ocupação do Solo; Zoneamento Municipal; Perfil Demográfico e Socioeconômico; Sistema Viário e Infraestruturas; Atividades Econômicas; Equipamentos e Serviços Públicos; Patrimônio Histórico, Cultural e Natural; Comunidades Tradicionais (ex. Quilombolas, indígenas); Arqueologia.

Tabela 23 - Principais componentes ambientais dos meios principais.

Fonte: CETESB (2014).

O entendimento quanto aos danos, perdas, degradações e outros atributos negativos, associados a empreendimentos ou atividades que utilizam recursos naturais e que são considerados efetiva ou potencialmente poluidores, dependerá de um estudo prévio de licenciamento ambiental e/ou da Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF).



7 DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DO PLANO DE IMPLANTAÇÃO, DE OPERAÇÃO E DOS PROJETOS

7.1 DIRETRIZES GERAIS

O presente subitem define as diretrizes referentes à implantação, operação e manutenção das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, bem como as demais atividades atinentes ao OBJETO do CONTRATO a serem cumpridos pela CONCESSIONÁRIA.

Nos casos omissos, a CONCESSIONÁRIA deverá solicitar orientação do PODER CONCEDENTE.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar todos os encargos necessários para viabilizar o início da operação até o 12º (décimo segundo) mês após a publicação da ORDEM INICIAL DE SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO.

O início da operação é marcado pela emissão do ATESTE DE COMISSONAMENTO de, ao menos, uma USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, sendo que, até o 12º mês da publicação do extrato da ORDEM INICIAL DOS SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO, deverão estar em operação todas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, salvo por motivo não imputável à CONCESSIONÁRIA.

A CONCESSIONÁRIA deverá executar todos os SERVIÇOS e dispor de recursos humanos, itens, materiais, equipamentos e insumos necessários para garantir a geração de energia nos parâmetros e quantitativos estabelecidos no EDITAL, no CONTRATO e nos seus ANEXOS.

É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA que o empreendimento produza efetivamente o quantitativo de GERAÇÃO MÍNIMA DE ENERGIA ANUAL exigido pelo



PODER CONCEDENTE conforme Tabela 5 deste ANEXO, sendo esta uma das condições para que se faça jus à CONTRAPRESTAÇÃO MÁXIMA MENSAL.

A CONCESSIONÁRIA será responsável por garantir o adequado descarte, destinação, triagem, transporte, armazenagem e aproveitamento dos resíduos originados na CONCESSÃO, inclusive aqueles decorrentes da logística reversa, bem como nos dispositivos da legislação federal, estadual e municipal aplicáveis e nas exigências quanto aos licenciamentos e autorizações necessários para essa finalidade, inclusive a licença ambiental prévia, se aplicável.

A CONCESSIONÁRIA é responsável pela integridade e segurança das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS e respectivas instalações e estruturas de suporte durante a execução do CONTRATO, devendo adotar as medidas necessárias para tanto, sempre em conformidade com a legislação vigente.

É de única e exclusiva responsabilidade da CONCESSIONÁRIA qualquer eventual ajuste e/ou adequação necessário(a) para que a implantação, operação e manutenção das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS respeitem estritamente as diretrizes mínimas estabelecidas no EDITAL, no CONTRATO e em seus ANEXOS e na legislação aplicável.

A CONCESSIONÁRIA deverá cumprir integralmente as exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, bem como as normas técnicas da DISTRIBUIDORA para a execução dos serviços de geração, comissionamento e compensação da energia injetada na rede de distribuição, bem como as demais normas pertinentes.

É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA providenciar e manter todas as autorizações, licenças e aprovações necessárias junto à DISTRIBUIDORA e aos respectivos órgãos e entidades competentes da Administração Pública nos âmbitos Federal, Estadual e Municipal, com vistas à execução dos SERVIÇOS relacionados à CONCESSÃO, sendo



todas as despesas com tais processos de sua exclusiva responsabilidade, nos termos do CONTRATO.

A responsabilidade do PODER CONCEDENTE no âmbito da obtenção das autorizações, alvarás, licenças e aprovações necessários para a execução do OBJETO está limitada ao disposto no CONTRATO.

No âmbito da obtenção das autorizações, alvarás, licenças e aprovações necessárias para a execução do OBJETO, a CONCESSIONÁRIA poderá contar com o apoio do PODER CONCEDENTE para interlocução com outros órgãos e entidades da Administração Pública Municipal, Estadual e Federal.

A CONCESSIONÁRIA poderá se valer, quando assim desejar, de inovações tecnológicas, sejam de processos ou equipamentos, com a finalidade de trazer eficiência ao cumprimento de suas obrigações e encargos, sejam aquelas ligadas à operação e gestão, ou às intervenções, desde que atendidos os objetivos finalísticos da CONCESSÃO e respeitado o disposto no CONTRATO e em seus ANEXOS, bem como a legislação vigente.

A CONCESSIONÁRIA deverá, sempre que possível, fazer uso de ações que fomentem a sustentabilidade buscando gerar externalidades positivas que transcendam o perímetro das áreas onde serão implantadas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.

A CONCESSIONÁRIA deverá indicar um profissional que possua visão completa de todas as atividades relativas ao OBJETO, e que será responsável pela interlocução com o PODER CONCEDENTE durante o período da CONCESSÃO.

As regras deste ANEXO que forem executadas por empresas subcontratadas ou parcerias estabelecidas pela CONCESSIONÁRIA são de sua integral responsabilidade.



Sob a hipótese mencionada no Subitem anterior, a CONCESSIONÁRIA deverá impor às referidas empresas o atendimento às regras e disposições do CONTRATO, assim como delas exigir a apresentação dos documentos e informações necessárias à demonstração de regularidade.

A CONCESSIONÁRIA ou suas subcontratadas são responsáveis pelo cumprimento de todas as obrigações trabalhistas, fiscais e previdenciárias, inclusive as decorrentes de acidentes, indenizações, multas, seguros, normas de saúde pública e regulamentadoras do trabalho.

A CONCESSIONÁRIA ou suas subcontratadas deverão munir seus prepostos ou empregados de equipamentos de proteção individual (EPIs), equipamentos de proteção coletiva (EPCs) e demais equipamentos necessários para a execução de suas funções, respeitando rigorosamente as normas de engenharia de segurança e medicina do trabalho e normas regulamentadoras da Secretaria de Trabalho do Ministério da Economia.

Todos os prepostos ou empregados da CONCESSIONÁRIA ou suas subcontratadas deverão estar uniformizados e identificados.

A CONCESSIONÁRIA ou suas subcontratadas deverão manter atualizado o cadastro de seus prepostos ou empregados, incluindo, no mínimo, nome completo, documento de identificação e cargo/função.

A CONCESSIONÁRIA deverá apresentar ao PODER CONCEDENTE, sempre que solicitado, a relação nominal dos empregados, vinculados à CONCESSIONÁRIA ou terceiros enviada à Receita Federal por meio do sistema eSocial – Escrituração Digital das Obrigações Fiscais, Previdenciárias e Trabalhistas.



Os integrantes da equipe de trabalho da CONCESSIONÁRIA deverão possuir formação compatível com as atividades a serem desenvolvidas, respeitando as exigências legais inclusive quanto a treinamentos específicos.

7.2 DA IMPLANTAÇÃO DAS USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

7.2.1 DOS ASPECTOS GERAIS

A FASE DE IMPLANTAÇÃO terá duração máxima de 12 (doze) meses e consiste no período que vai desde a data da publicação da ORDEM INICIAL DOS SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO até a emissão dos ATESTES DE COMISSIONAMENTO, os quais serão emitidos para cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA após a verificação do PODER CONCEDENTE de sua adequada implantação, conexão e comissionamento.

A FASE DE IMPLANTAÇÃO contemplará as seguintes etapas:

- ETAPA 1 – PLANEJAMENTO; E
- ETAPA 2 – EXECUÇÃO DA IMPLANTAÇÃO.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar todos os encargos atinentes à implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS e sua conexão à rede da DISTRIBUIDORA.

A pendência na emissão do ATESTE DE COMISSIONAMENTO de uma USINA SOLAR FOTOVOLTAICA não é impedimento para o início da operação daquela que já tiver seu ATESTE DE COMISSIONAMENTO emitido.

Caso o disposto no Subitem acima venha ocorrer, o PODER CONCEDENTE deverá ser atendido pela USINA SOLAR FOTOVOLTAICA que primeiro iniciar as operações.



É de única e exclusiva responsabilidade da CONCESSIONÁRIA a realização das obras necessárias para implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS em conformidade com as especificações estabelecidas neste documento, normas técnicas de regência e a legislação aplicável.

A CONCESSIONÁRIA é responsável por realizar todos os levantamentos necessários à elaboração dos projetos para a execução do OBJETO, sendo meramente referenciais quaisquer informações, levantamentos, ou outros documentos disponibilizados pelo PODER CONCEDENTE cuja utilização se dará por conta e risco da CONCESSIONÁRIA.

Na execução das obrigações atinentes à elaboração dos projetos, à implantação, ao comissionamento e à conexão das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, e à conexão à rede elétrica de distribuição, a CONCESSIONÁRIA deverá respeitar as normas técnicas NBR IEC 62116:2012, NBR 16149:2013, NBR 16150:2013, NBR 16274:2014 ou outras que vierem a substituí-las.

Todo o transporte horizontal e vertical dos equipamentos e materiais a serem instalados e retirados é de inteira responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, sem quaisquer ônus ao PODER CONCEDENTE.

Para início das operações das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, a CONCESSIONÁRIA deverá ter removido todas as instalações de apoio, como equipamentos, detritos e restos de materiais, garantindo que tais áreas estejam em condições adequadas e em conformidade com as orientações do PODER CONCEDENTE.

O PODER CONCEDENTE deverá outorgar, por meio de procuração específica, poderes suficientes para que a CONCESSIONÁRIA realize os procedimentos necessários junto à DISTRIBUIDORA para conexão das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS à rede.

7.2.2 DA ETAPA 1 – PLANEJAMENTO



São atividades a serem desenvolvidas pela CONCESSIONÁRIA durante a ETAPA 1 – PLANEJAMENTO:

- Seleção e aquisição das áreas onde serão implantadas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.
- Elaboração do PLANO DE IMPLANTAÇÃO, contendo a sistematização do planejamento dos serviços de engenharia atinentes à implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.
- Solicitação de parecer de acesso junto à DISTRIBUIDORA, incluindo pedido de aumento de potência disponibilizada, caso necessário, nos termos da Resolução ANEEL n° 414, de 2010.
- Elaboração dos PROJETOS das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.
- Elaboração do PLANO OPERACIONAL, contendo a descrição das atividades gerenciais, operacionais e de manutenção que serão executadas a fim de cumprir as obrigações contratuais.

São condições para conclusão da ETAPA 1 – PLANEJAMENTO:

- A aprovação do PLANO DE IMPLANTAÇÃO, do PLANO OPERACIONAL e dos PROJETOS das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS pelo PODER CONCEDENTE.
- A emissão de parecer de acesso favorável por parte da DISTRIBUIDORA para todas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, com envio de cópia ao PODER CONCEDENTE.



Atendidas as condições para conclusão da ETAPA 1 – PLANEJAMENTO, o início da implantação poderá ser autorizado, por escrito, pelo PODER CONCEDENTE.

7.2.3 DA ETAPA 2 – EXECUÇÃO DA IMPLANTAÇÃO

Nesta etapa, a CONCESSIONÁRIA irá realizar a implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, nos termos deste ANEXO, e realizar os procedimentos necessários para efetivação do ponto de conexão com a rede da DISTRIBUIDORA.

Após a implantação de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, a CONCESSIONÁRIA deverá solicitar à DISTRIBUIDORA, por meio dos canais pertinentes, a vistoria necessária para conexão à rede de distribuição, observando os prazos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

A CONCESSIONÁRIA deverá também solicitar por escrito ao PODER CONCEDENTE a realização de vistoria, que será efetuada, em conjunto, pelas PARTES, por meio de representantes especialmente designados, no prazo máximo de 15 (quinze) dias da solicitação, após os seguintes marcos:

- Término dos serviços de implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, compreendendo a sua instalação, conexão, testes pré-operacionais e comissionamento; e
- Realização de outras adequações ou serviços de engenharia destinados à implantação de estruturas civis de suporte ou com possíveis impactos na operação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.

Realizada a vistoria, o PODER CONCEDENTE deverá, dentro de até 15 (quinze) dias, emitir o ATESTE DE COMISSONAMENTO ou solicitar à CONCESSIONÁRIA a realização de ajustes e/ou adequações na implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS,



mediante entrega de documento que especifique as correções e/ou complementações necessárias.

A CONCESSIONÁRIA terá o prazo de até 15 (quinze) dias para implementar os ajustes e/ou adequações apontadas no documento entregue pelo PODER CONCEDENTE após a vistoria, sob pena da aplicação das penalidades correspondentes.

Uma vez finalizados os ajustes e/ou adequações mencionados na subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE terá o prazo de 7 (sete) dias, contados da notificação da CONCESSIONÁRIA, para realizar nova vistoria e emitir o ATESTE DE COMISSIONAMENTO das respectivas USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, salvo em caso da não efetivação da conexão pela DISTRIBUIDORA.

A CONCESSIONÁRIA deverá comunicar o PODER CONCEDENTE da realização de vistoria pela DISTRIBUIDORA nas USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, sendo que uma cópia do relatório de vistoria por ela emitido deverá ser encaminhado ao PODER CONCEDENTE.

A liberação e efetivação da conexão das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS com a rede pela DISTRIBUIDORA é condição para emissão do ATESTE DE COMISSIONAMENTO pelo PODER CONCEDENTE.

Em caso de não cumprimento pela DISTRIBUIDORA dos prazos envolvidos na conexão das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a CONCESSIONÁRIA deverá utilizar os canais fornecidos pela ANEEL para abertura de chamado de reclamação em face da DISTRIBUIDORA.

Ausentes erros, defeitos e insuficiências que possam impedir a operação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS e desde que efetivada a sua conexão por parte da DISTRIBUIDORA, o PODER CONCEDENTE emitirá o ATESTE DE COMISSIONAMENTO a ser entregue à CONCESSIONÁRIA, identificando a data de início de operação da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA vistoriada.



O fim da ETAPA 2 – EXECUÇÃO DA IMPLANTAÇÃO é caracterizado pela emissão dos ATESTES DE COMISSIONAMENTO de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.

A pendência na emissão do ATESTE DE COMISSIONAMENTO de uma USINA SOLAR FOTOVOLTAICA não é impeditivo para o início da operação daquela que já tiver seu ATESTE DE COMISSIONAMENTO emitido.

7.2.4 DOS PROJETOS

Concedido o parecer de acesso pela DISTRIBUIDORA, a CONCESSIONÁRIA deverá elaborar, para cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, PROJETO em nível de projeto básico contemplando todas as informações necessárias para instalação dos sistemas fotovoltaicos, incluindo detalhamento dos componentes do sistema, instalações elétricas necessárias, estruturas civis de suporte à implantação do sistema e demais adequações civis ou elétricas que se mostrarem necessárias.

Todos os PROJETOS das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS objeto desta CONCESSÃO deverão ser entregues em até 18 (dezoito) meses após a publicação do extrato da ORDEM INICIAL DE SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO.

O prazo previsto no parágrafo acima poderá ser dilatado proporcionalmente em caso de solicitações adicionais realizadas pela DISTRIBUIDORA para obtenção do parecer de acesso, ou em decorrência de atrasos por ela ocasionados, sem prejuízo da necessidade de utilização, pela CONCESSIONÁRIA, de todos os canais formais de comunicação e articulação junto aos órgãos competentes.

Os PROJETOS elaborados pela CONCESSIONÁRIA deverão estar em conformidade com os padrões definidos pela DISTRIBUIDORA local e órgãos licenciadores, bem como ser suficientes para que possam ser solicitadas, perante os demais órgãos competentes, todas as autorizações necessárias à operação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.



Os PROJETOS de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA deve ser elaborado considerando:

- Todos os requisitos e diretrizes contidos na versão mais recente da Norma Técnica da DISTRIBUIDORA, a qual dispõe sobre Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída.
- A máxima eficiência operacional e energética e a diminuição de perdas.
- Interferências do entorno que possam prejudicar o desempenho dos sistemas, como árvores, edifícios próximos e outras fontes de sombreamento
- A irradiância local e quantidade de horas de sol pleno do local de instalação.

A responsabilidade pela execução dos projetos de engenharia ficará a cargo da CONCESSIONÁRIA, sendo necessária a apresentação das cópias das Anotações de Responsabilidade Técnica – ART de Projeto e de Execução.

O PROJETO de cada CENTRAL GERADORA deverá ser composto por:

- Concepção técnica da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, incluindo características das unidades geradoras (módulos e inversores), descrição dos demais componentes e sistemas de controle e equipamentos elétricos.
- Memorial descritivo contendo características gerais da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.



-
- Memorial de cálculo com dados da geração (potência nominal total das placas fotovoltaicas, potência de inversores, número de módulos fotovoltaicos, arranjos etc.).
 - Ajuste de tensão.
 - Planilha de quantitativos de materiais e equipamentos (módulos, inversores, DPS, disjuntores, transformadores, quadros etc.), incluindo materiais sobressalentes.
 - Cronograma de execução físico-financeiro.
 - Manuais de especificações dos equipamentos e materiais.
 - Procedimento de montagem dos módulos e demais equipamentos.
 - Planta contendo todas as informações necessárias para instalação dos módulos, *strings*, cabos, eletrocalhas, eletrodutos, suportes, DPS, inversores, transformadores etc.
 - Diagrama funcional do sistema e diagrama trifilar.
 - Desenhos de projeto especificando localização e acessos à USINA SOLAR FOTOVOLTAICA e descrição dos diagramas unifilares.
 - Detalhamentos das posições dos equipamentos e suas posições relativas aos demais elementos de infraestrutura existentes e painéis de comando.
 - Análise de sombreamento e área útil.
 - Relatório fotográfico do padrão de entrada de energia.
 - Estudos pertinentes ao licenciamento, conforme aplicável.



O PODER CONCEDENTE terá prazo de 30 (trinta) dias para aprovação integral ou com ressalvas dos PROJETOS da CONCESSIONÁRIA a partir da data de envio de cada PROJETO pela CONCESSIONÁRIA, devendo esta, em caso de ressalva, fazer eventuais ajustes em até 20 (vinte) dias para que seja obtida aprovação integral.

7.2.5 DAS USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

A CONCESSIONÁRIA é responsável pelo fornecimento de todos os componentes da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA a ser implantada, incluindo os módulos fotovoltaicos, inversores, dispositivos de manobra e proteção e demais acessórios, além de todas as estruturas de suporte e adequações nas instalações elétricas que se façam necessárias.

A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar materiais de qualidade, sem defeitos ou deformações, ficando vedado o reaproveitamento de materiais ou o emprego de materiais já utilizados anteriormente, devendo a CONCESSIONÁRIA observar os parâmetros e níveis de serviço exigidos neste ANEXO e no ANEXO 6 do CONTRATO - SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

Os módulos solares fotovoltaicos das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS deverão possuir Selo INMETRO e ser adquiridos de fabricantes com certificação ISO 9.001 e ISO 14.001.

Em caso de utilização de painéis fotovoltaicos mono ou multicristalinos pela SPE, é obrigatória a instalação de diodos de *Bypass* para prevenir que pequenos sombreamentos prejudiquem o desempenho do painel como um todo ou danifiquem o sistema.



O inversor deverá estar em consonância com as diretrizes do INMETRO para sua faixa de potência e ser instalado em local de fácil acesso, devendo seguir, em qualquer caso, as normas técnicas cabíveis e as normas de segurança do Corpo de Bombeiros.

Deverá ser instalado em cada painel da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA um medidor de irradiância, sempre localizado no meio do painel, isto é, entre os módulos.

Os equipamentos elétricos e sistemas devem ser dotados de sistemas de proteção que evitem danos na rede elétrica e riscos às pessoas, incluindo dispositivo contra surto (DPS) devidamente projetado e de acordo com normas técnicas pertinentes, bem como sistema de prevenção a descargas atmosféricas (SPDA).

O sistema da USINA SOLAR FOTOVOLTAICA deverá estar conectado ao sistema de aterramento da entrada de energia, seguindo os padrões de dimensionamento da DISTRIBUIDORA, sendo que as partes metálicas deverão possuir instalação de aterramento próprio.

Deve ser instalada pela CONCESSIONÁRIA sinalização de segurança nos pontos de intervenção humana na ocasião de uma operação de emergência, seguindo as diretrizes da DISTRIBUIDORA.

A execução e implantação das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS devem obedecer fielmente aos termos e características do PROJETO aprovado, sob pena de não emissão do ATESTE em caso de discrepâncias, até a regularização.

O comissionamento das CENTRAIS GERADORAS deverá ser realizado em consonância com as regulamentações da ANEEL e da DISTRIBUIDORA.



Após a finalização da implantação de cada CENTRAL GERADORA, devem ser realizados todos os procedimentos de aferição, calibração e ensaios das proteções e demais comandos do sistema de geração, antes das vistorias da DISTRIBUIDORA e do PODER CONCEDENTE.

Os laudos comprobatórios da realização dos procedimentos referidos neste subitem deverão ser apresentados ao PODER CONCEDENTE.

7.3 DOS PARÂMETROS GERAIS DE GESTÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

7.3.1 DA GESTÃO E MONITORAMENTO DA CONCESSÃO

A CONCESSIONÁRIA é responsável por monitorar e fornecer para o PODER CONCEDENTE, por meio de ferramenta digital remota de visualização *online*, os quantitativos de geração em tempo real de todas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS em funcionamento, obtidos a partir dos respectivos inversores, os quais deverão permanecer constantemente conectados à internet.

A conexão dos inversores das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS à internet é de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA.

Por meio da ferramenta digital referida no parágrafo anterior deverá ser possível aferir quanto da energia gerada foi injetada na rede de distribuição e quanto foi consumida imediatamente pelas UNIDADES CONSUMIDORAS indicadas pelo PODER CONCEDENTE sem que houvesse injeção na rede.

A ferramenta referida anteriormente deverá estar disponível para acesso do PODER CONCEDENTE a partir do momento em que for feita, pela CONCESSIONÁRIA, a solicitação de vistoria da primeira USINA SOLAR FOTOVOLTAICA implantada, podendo o



PODER CONCEDENTE deixar de emitir o ATESTE DE COMISSIONAMENTO da primeira USINA SOLAR FOTOVOLTAICA até que a ferramenta seja disponibilizada.

A CONCESSIONÁRIA deverá providenciar também o fornecimento das informações de consumo de cada UNIDADE CONSUMIDORA indicada pelo PODER CONCEDENTE por meio da ferramenta a que se refere os parágrafos anteriores, a fim de que seja possível para o PODER CONCEDENTE monitorar e fiscalizar, a qualquer tempo, os quantitativos de geração, consumo e compensação.

A ferramenta referida anteriormente também deverá apresentar e disponibilizar dados de medições em tempo real fornecidos pelos medidores de irradiância de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.

A ferramenta referida anteriormente deverá permitir a exportação periódica das informações para fins de aferição do SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO, bem como mediante solicitação a qualquer tempo pelo PODER CONCEDENTE para fins de fiscalização.

A CONCESSIONÁRIA deverá manter linha telefônica em funcionamento 24 (vinte e quatro) horas por dia para casos emergenciais de acordo com o nível de criticidade.

A CONCESSIONÁRIA deverá manter canais de comunicação via *e-mail* e telefone (em funcionamento no horário comercial) para provimento de informações técnicas sobre as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.

Deve ser enviada cópia ao PODER CONCEDENTE de todas as comunicações formais entre a CONCESSIONÁRIA e a DISTRIBUIDORA referentes ao OBJETO da CONCESSÃO.



7.3.2 DA GESTÃO ENERGÉTICA

A CONCESSIONÁRIA é responsável pela gestão e COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS de energia gerados pelas USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, devendo fazer a adequada sistematização dos dados de consumo de cada UNIDADE CONSUMIDORA indicada pelo PODER CONCEDENTE e geração por cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.

A referida gestão dos créditos de energia deverá ser realizada a partir de relatórios contendo os dados de consumo e geração obtidos por meio da ferramenta digital referida no subitem anterior.

Caso o consumo do PODER CONCEDENTE seja inferior ao da GERAÇÃO MÍNIMA DE ENERGIA ANUAL estabelecido na Tabela 5, o excedente resultará em créditos de energia, os quais devem ser abatidos da(s) fatura(s) das UNIDADES CONSUMIDORAS vinculadas à SECRETARIA MUNICIPAL DE ADMINISTRAÇÃO.

O PODER CONCEDENTE deverá, até a emissão do ATESTE DE COMISSIONAMENTO, transferir todas as UNIDADES CONSUMIDORAS vinculadas à uma raiz de Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ comum inscrita em nome da SECRETARIA MUNICIPAL DE ADMINISTRAÇÃO, bem como entregar à CONCESSIONÁRIA lista com a relação das UNIDADES CONSUMIDORAS vinculadas à SECRETARIA MUNICIPAL DE ADMINISTRAÇÃO nas quais a COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS será realizada.

Para cada UNIDADE CONSUMIDORA da lista referida no Subitem acima deverá ser apresentada ao menos uma fatura de energia da DISTRIBUIDORA emitida, no máximo, nos 60 (sessenta) dias anteriores.

O PODER CONCEDENTE deverá atualizar periodicamente a lista das UNIDADES CONSUMIDORAS, devendo comunicar eventuais alterações mediante notificação formal endereçada à CONCESSIONÁRIA, estando o PODER CONCEDENTE ciente que créditos



já alocados para determinadas UNIDADES CONSUMIDORAS não poderão ser realocados, de acordo com as normas do setor.

7.3.3 DA OPERAÇÃO

A partir da emissão do ATESTE DE COMISSONAMENTO de uma USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, ela será considerada em operação, e a CONCESSIONÁRIA é responsável por garantir seu funcionamento dentro dos níveis mínimos de desempenho e eficiência estabelecidos no ANEXO 6 - SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO do CONTRATO e de acordo com todos os requisitos e diretrizes técnicas da DISTRIBUIDORA e da ANEEL.

Cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA deverá produzir anualmente, no mínimo, o equivalente ao quantitativo especificado na Tabela 5 deste ANEXO.

As USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS devem operar em níveis de tensão conforme as diretrizes da DISTRIBUIDORA, devendo ter mecanismos para desligamento em função dos níveis de tensão nos respectivos tempos máximos estabelecidos.

A energia gerada deve atender aos padrões de tensão, frequência, fator de potência e distorção harmônica da ANEEL, sendo que eventual desvio de tais padrões será de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, a qual deve arcar com as medidas necessárias em caso de interrupção da conexão com o sistema elétrico da DISTRIBUIDORA.

Na ocorrência de uma falha na rede da DISTRIBUIDORA durante o funcionamento das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, o sistema de geração deverá ser desligado por meio do inversor e isolar a geração da rede no máximo em 2 (dois) segundos, conforme normas técnicas pertinentes.



Não é permitido energizar a rede da DISTRIBUIDORA que estiver fora de operação, sendo a CONCESSIONÁRIA responsável civil e criminalmente pela ocorrência de tal fato e pelas eventuais consequências dele advindas.

O inversor de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA deve garantir o sincronismo da geração com a rede da DISTRIBUIDORA e evitar conexões indevidas.

Em caso de operação da DISTRIBUIDORA que promova a desconexão da geração, a reconexão da geração deverá aguardar um período de 180 (cento e oitenta) segundos, ou período determinado por norma técnica pertinente.

As atividades de manutenção e conservação dispostas no item a seguir devem ser realizadas visando a que os sistemas operem, no momento do término da CONCESSÃO, com capacidade de geração equivalente a, no mínimo, 80% (oitenta por cento) daquilo que foi instalado no início da CONCESSÃO.

7.3.4 DA MANUTENÇÃO

A CONCESSIONÁRIA é responsável por todas as atividades de manutenção e conservação que visem à garantia do desempenho das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS nos parâmetros estabelecidos.

As atividades de manutenção devem ser realizadas pela CONCESSIONÁRIA incluem, mas não se limitam a:

- Limpeza e tratamento das superfícies.
- Calibragem dos instrumentos de medição.



-
- Inspeções preventivas.
 - MANUTENÇÃO PREDITIVA.
 - MANUTENÇÃO CORRETIVA.
 - MANUTENÇÃO CORRETIVA EMERGENCIAL.

A CONCESSIONÁRIA deverá disponibilizar, caso solicitado, manuais de operação e manutenção dos equipamentos instalados.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar periodicamente em todas as CENTRAIS GERADORAS a limpeza e o tratamento de superfícies dos módulos fotovoltaicos e dos medidores de irradiância, mediante a utilização de produtos e materiais adequados para tanto, sendo vedada a utilização de produtos abrasivos.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar inspeções periódicas preventivas em todas as CENTRAIS GERADORAS, com vistas a avaliar a sua adequada operação.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar periodicamente manutenções em todas as CENTRAIS GERADORAS, as quais deverão ser registradas via protocolo pré-definido, devendo compreender, mas não se limitar a verificar:

- O estado geral dos inversores.
- A limpeza da ventilação dos inversores.
- O estado dos módulos fotovoltaicos e todas as suas ligações.
- Os vedantes antichamas das tampas de caixas e entradas de cabos.



- O estado de todos os cabos e terminais.
- O adequado aperto de parafusos e ligações.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar, sempre que necessário, manutenção corretiva nas USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, suas estruturas de fixação e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da CONCESSIONÁRIA.

A manutenção corretiva poderá compreender a substituição de placas solares avariadas ou com baixo desempenho, substituição de fiação e condutores danificados, substituição dentre outras ações de reparação de danos.

O atendimento inicial para realização da manutenção corretiva deverá ocorrer em até 48h (quarenta e oito horas) da notificação da ocorrência do dano pelo PODER CONCEDENTE à CONCESSIONÁRIA.

Ao identificar quaisquer danos na USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, o VERIFICADOR INDEPENDENTE, caso contratado, deverá comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE para que se proceda à notificação da CONCESSIONÁRIA.

Caso a própria CONCESSIONÁRIA identifique quaisquer danos na USINA SOLAR FOTOVOLTAICA, esta deverá comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE, considerando-se o momento da identificação do dano para fins de contagem do prazo para sua correção.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar a calibragem dos instrumentos de medição, bem como inspeção de qualidade e segurança das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.



Todas as as ações de manutenção descritas neste item deverão ser realizadas por empregados ou prepostos da CONCESSIONÁRIA devidamente treinados e munidos de todos os equipamentos de segurança necessários.

7.4 DOS ASPECTOS GERAIS DOS PLANOS E PROJETOS

7.4.1 DOS ASPECTOS GERAIS

A CONCESSIONÁRIA deverá apresentar ao PODER CONCEDENTE todos os planos detalhados neste ANEXO e listados abaixo:.

- PLANO DE IMPLANTAÇÃO
- PLANO OPERACIONAL
- PROJETOS das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, conforme Subitem 7.2.4 deste ANEXO.

Caso aplicável, a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar, ainda, estudos, análises e pareceres complementares aos planos.

A elaboração e apresentação dos planos mencionados neste ANEXO não exime a CONCESSIONÁRIA de apresentar os demais projetos, planos e relatórios previstos em outros ANEXOS, bem como aqueles exigidos pelos demais órgãos competentes.

Os projetos, planos e relatórios são de cumprimento obrigatório pela CONCESSIONÁRIA após sua apresentação ao PODER CONCEDENTE e aos demais órgãos competentes.



Eventuais alterações nos projetos, planos e relatórios, caso sejam necessárias ao aprimoramento da CONCESSÃO, devem ser apresentadas ao PODER CONCEDENTE, com as devidas justificativas.

O PODER CONCEDENTE pode, a qualquer tempo, solicitar reunião com a CONCESSIONÁRIA para a prestação de esclarecimentos sobre os projetos, planos e relatórios, sendo obrigatório o seu comparecimento.

Os projetos, planos e relatórios deverão ser apresentados em arquivos separadamente ao PODER CONCEDENTE em meio digital, editável, em formato .doc e em versão .pdf, ou em outra forma previamente acordada entre as PARTES.

O PODER CONCEDENTE realizará a análise de cada um dos planos supracitados de forma isolada.

O PLANO DE IMPLANTAÇÃO e o PLANO OPERACIONAL deverão ser entregues ao PODER CONCEDENTE e aos respectivos órgãos competentes em até 45 (quarenta e cinco) dias após a publicação do extrato da ORDEM INICIAL DE SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO.

Após submissão dos planos pela CONCESSIONÁRIA, o PODER CONCEDENTE deverá analisá-los em até 15 (quinze) dias da data de entrega, e dentro deste prazo solicitar ajustes e/ou esclarecimentos que forem necessários.

Caso o PODER CONCEDENTE solicite ajustes, a CONCESSIONÁRIA irá dispor do prazo de 10 (dez) dias para realizar as alterações solicitadas em cada um dos planos, reapresentando-os em seguida para aprovação do PODER CONCEDENTE.



Caso o PLANO DE IMPLANTAÇÃO e os PLANOS OPERACIONAIS não apresentem conflitos com este ANEXO, com os demais ANEXOS da CONCESSÃO e com a legislação vigente, os documentos submetidos pela CONCESSIONÁRIA deverão ser aprovados.

7.4.2 DO PLANO DE IMPLANTAÇÃO

O PLANO DE IMPLANTAÇÃO deve contemplar a totalidade do planejamento para a execução da FASE DE IMPLANTAÇÃO e consistir, no mínimo, nos seguintes itens:

- Documentos técnicos descrevendo metodologias e processos de instalação e conexão das USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS, incluindo etapas de testes, calibrações e comissionamento
- Cronograma de implantação estimado, contendo discriminação de todas as etapas desde o período que se inicia com a publicação da ORDEM INICIAL DOS SERVIÇOS no DIÁRIO OFICIAL DO MUNICÍPIO até a efetiva operação de todos os sistemas fotovoltaicos, devendo detalhar os prazos específicos para cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.
- Detalhamento de processos e prazos para conexão à rede de distribuição, incluindo etapas como solicitação de acesso, parecer de acesso e vistoria e outras.
- Especificações dos seguros cabíveis a serem contratados, contemplando todos os seguros exigíveis pela legislação aplicável.
- Orçamento dos componentes e procedimentos previstos.

7.4.3 DO PLANO OPERACIONAL



O PLANO OPERACIONAL deve contemplar metodologias, estratégias de execução e parâmetros a serem seguidos para cumprimento dos encargos sob responsabilidade da CONCESSIONÁRIA ao longo da CONCESSÃO, seguindo integralmente os requisitos e métricas deste ANEXO e do ANEXO 6 do CONTRATO – SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

O PLANO OPERACIONAL deverá ser composto por, no mínimo, os seguintes aspectos:

- Dimensionamento dos quadros de pessoal por turno e função.
- Procedimentos para atendimento básico a vítimas e acidentes, incluindo estratégia de primeiro atendimento e de remoção emergencial.
- Procedimentos para monitoramento e gestão dos quantitativos de geração e consumo, e da COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS.
- Procedimentos para atendimento de dúvidas de funcionários do PODER CONCEDENTE, registro de reclamações, comentários e ocorrências.
- Mapeamento de cada USINA SOLAR FOTOVOLTAICA e de rotina logística para manutenção de todas as USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS.
- Detalhamento de rotinas previstas para limpeza, manutenção preventiva e corretiva de equipamentos, instalações e estruturas de suporte.
- Detalhamento de rotinas previstas para a modernização ou substituição de equipamentos, instalações e estruturas de suporte.
- Detalhamento de rotinas e procedimentos a serem utilizados para soluções de problema de baixa e alta urgência.