



**PARCERIA PÚBLICO-PRIVADA (PPP) PARA CONSTRUÇÃO, OPERAÇÃO E  
MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS, A FIM DE SUPRIR O  
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA ADMINISTRAÇÃO ESTADUAL, NA  
MODALIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA**

Dezembro/2023



**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 – Evolução do consumo de energia elétrica (2019 - 2023) .....	9
Figura 2 – Geração x consumo do Grupo 1 .....	14
Figura 3 – Saldo de créditos das UFV Grupo 1 .....	15
Figura 4 – Geração x consumo do Grupo 2 .....	16
Figura 5 – Saldo de créditos da UFV - Grupo 2 .....	16



**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Despesas com energia elétrica – 2023 .....	6
Tabela 2 - Consumo de energia elétrica referencial.....	10
Tabela 3 – Consumo referencial Grupo 1 .....	11
Tabela 4 – Consumo referencial Grupo 2 .....	11
Tabela 5 - Irradiação média mensal da Paraíba.....	13
Tabela 6 - Potência e repotenciação das UFVs .....	14
Tabela 7 – CAPEX Grupo 1 .....	17
Tabela 8 – CAPEX Grupo 2 .....	18
Tabela 9 – OPEX Grupo 1 .....	19
Tabela 10 – OPEX Grupo 2.....	19
Tabela 11 - Resumo do orçamento do Projeto.....	19
Tabela 12 – Custos residuais Grupo 1 .....	21
Tabela 13 – Custos residuais Grupo 2 .....	21



**LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS**

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CAPEX	<i>Custos de Investimento</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
HSP	<i>Horas de Sol Pleno</i>
OPEX	<i>Custos de Operação e Manutenção</i>
PPP	<i>Parceria Público-Privada</i>
SCEE	<i>Sistema de Compensação de Energia Elétrica</i>
SEAD	<i>Secretaria de Estado da Administração</i>
SEE	<i>Secretaria de Estado da Educação</i>
SEIRH	<i>Secretaria de Estado da Infraestrutura e dos Recursos Hídricos</i>
SES	<i>Secretaria de Estado da Saúde</i>
TD	<i>Taxa de Desempenho</i>
UCs	<i>Unidades Consumidoras</i>
UFVs	<i>Usinas Fotovoltaicas</i>



## SUMÁRIO

<b>1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROJETO.....</b>	<b>6</b>
<b>2. CONSUMO REFERENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>9</b>
2.1 Agrupamento das Unidades Consumidoras .....	11
<b>3. DIMENSIONAMENTO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS.....</b>	<b>12</b>
3.1 Premissas e critérios para dimensionamento das UFVs .....	12
3.2 Equação para cálculo da potência das UFVs .....	13
3.3 Potência estimada das UFVs .....	14
<b>4. Orçamento DO PROJETO.....</b>	<b>17</b>
4.1 CAPEX .....	17
4.2 OPEX.....	18
4.3 Resumo do orçamento do projeto .....	19
<b>5. Custos Residuais .....</b>	<b>20</b>



## 1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROJETO

As despesas com energia elétrica das Unidades Consumidoras (UCs) de titularidade da administração pública estadual da Paraíba representam um gasto expressivo na conta de custeio. De acordo com dados da Secretaria de Estado da Administração – SEAD, apresentados na Tabela 1, o montante atingiu R\$ 54.785.210,23, em 2023.

Tabela 1 - Despesas com energia elétrica – 2023

	Descrição	Despesas	%
<b>Energia</b>	Baixa Tensão	21.356.988,94	38,98
	Média Tensão Fora Ponta	17.407.826,55	31,77
	Média Tensão Ponta	8.428.153,88	15,38
<b>Demanda</b>	Contratada	7.592.240,87	13,86
<b>Total (R\$)</b>		<b>54.785.210,23</b>	<b>100,00</b>

Fonte: ENERGISA/SEAD/SEIRH (2023).

Obs.: Despesas com impostos inclusos.

O Governo do Estado da Paraíba tem adotado diversas ações para controle das despesas de custeio, em todos os níveis da administração. Na área de energia, uma das políticas com objetivos de redução de gastos e contribuição para melhoria ambiental é a utilização de sistemas de geração a partir de fontes renováveis para suprimento das UCs vinculadas ao Poder Executivo, além de medidas para melhoria da eficiência energética das respectivas instalações elétricas.

Nesse sentido, e com base no arcabouço jurídico-regulatório estadual e federal pertinentes, tomou-se a decisão de viabilizar a construção de usinas fotovoltaicas (UFVs) para suprir o consumo de energia elétrica das UCs vinculadas à administração direta do Estado na modalidade de Geração Distribuída (GD), com utilização do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE).

A atividade de geração de energia solar fotovoltaica distribuída é regulada pela Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022 (“Lei 14.300/2022”) e pela Resolução Normativa ANEEL 1.000/2021 (“REN 1.000/2021”), conforme aditada pela



Resolução Normativa ANEEL 1.059/2023 (“REN 1.059/2023”). O projeto ora proposto se enquadra na modalidade autoconsumo remoto, previsto no inciso II do art. 1º Lei 14.300/2022:

*“II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada 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, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora”;*

A minigeração distribuída, por sua vez, é definida no inciso XIII:

*“XIII - **minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;”*

É importante também destacar que estrutura da GD baseia-se no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“**SCEE**”), mecanismo pelo qual o excedente de energia injetado na rede de distribuição se torna créditos que podem ser compensados em ciclos de faturamento subsequentes na(s) unidade(s) consumidora(s) conectadas à UFV, conforme definição disposta no inciso XIV:

*“XIV - **Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)**: sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.”*



Para implantação deste projeto, o Governo do Estado da Paraíba optou pela formalização de uma Parceria Público-Privada – PPP, na modalidade de concessão administrativa.

A Lei Federal nº 11.079/2004 (“Lei das PPPs”) permite a implementação de investimentos em projetos de interesse da sociedade, principalmente no âmbito de projetos de infraestrutura, sem onerar a vinculação do usuário particular à prestação do serviço e, por conseguinte, à receita tarifária como elemento imprescindível do contrato.

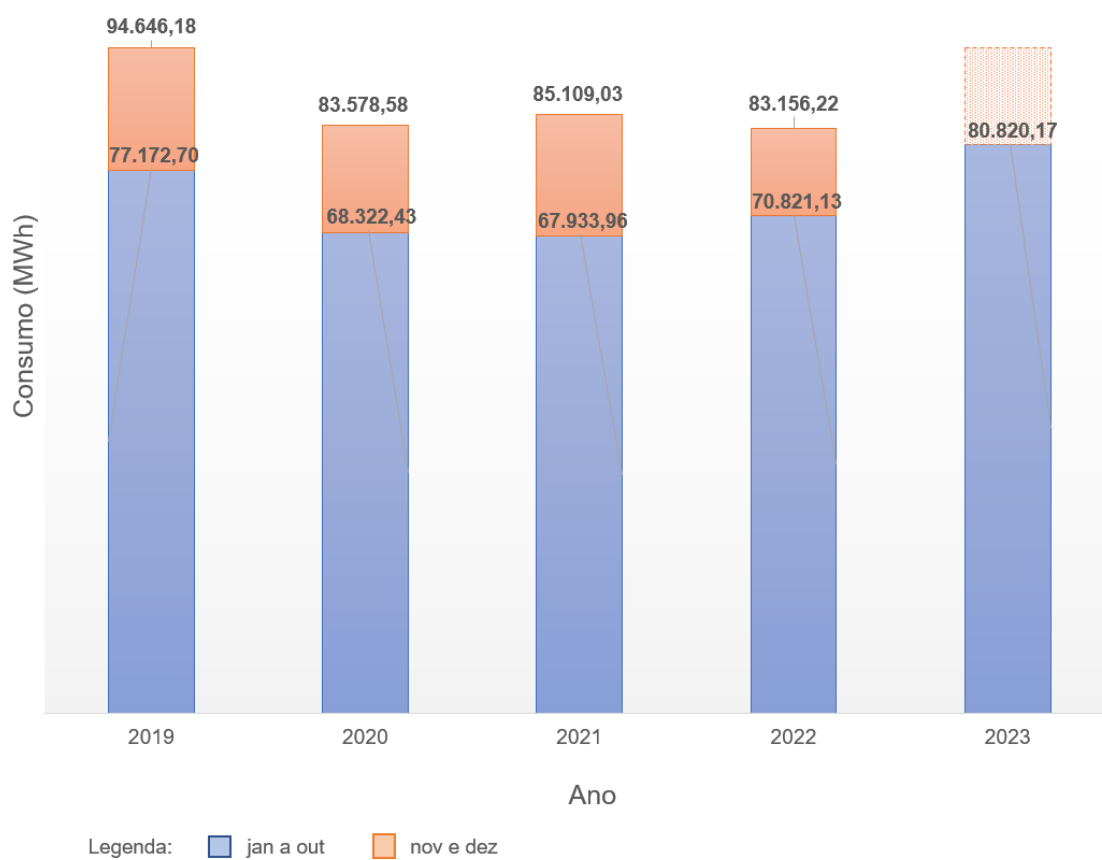
Em síntese, o parceiro privado é responsável pela implantação, operação, manutenção e gestão das UFVs para suprir o consumo de energia elétrica das UCs da Administração Estadual, arcando com os respectivos custos. A partir da entrada em operação das UFVs e início da prestação dos serviços, o concessionário será remunerado mensalmente por meio da Contraprestação paga pelo Poder Concedente.



## 2. CONSUMO REFERENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA

A determinação do montante de energia elétrica a ser suprido por meio das UFVs a serem concedidas por meio da PPP, teve como base o levantamento do consumo de todas as unidades consumidoras de titularidade da administração estadual nos anos de 2019, 2020, 2021, 2022, e de janeiro a outubro de 2023, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 – Evolução do consumo de energia elétrica (2019 - 2023)



Fonte: SEAD/ENERGISA/SEIRH (2023).

Observa-se, pelo gráfico da Figura 1, a queda no consumo de energia elétrica a partir de 2020, até o final de 2022. Isto foi decorrente dos efeitos da pandemia da COVID-19, que afetou a sociedade e a economia em todo o mundo.

No caso do Estado da Paraíba, a exemplo do ocorreu em todo o país, as medidas de restrição e de distanciamento social para conter a disseminação do vírus tiveram impacto direto na atividade econômica – tais como o fechamento



de escolas e suspensão de alguns serviços públicos de forma presencial - ocasionando, portanto, a redução do consumo de energia elétrica.

Considerando-se o mesmo conjunto de UCs, foi realizada a estimativa do consumo dos meses de novembro e dezembro para projetar o consumo total de 2023. O resultado obtido revela que a trajetória do consumo total de energia elétrica desse ano tende a atingir patamar semelhante ao registrado em 2019 (Vide Figura 1).

Para este projeto será considerado apenas o consumo das UCs conectadas em baixa tensão (BT), posto que, de acordo com os estudos de análise de viabilidade econômico-financeira, ficou demonstrado que, do ponto de vista da Administração Estadual, a PPP para implantação de UFVs a fim de suprir o consumo das UCs conectadas em média tensão (MT) não se mostra viável na modalidade GD autoconsumo remoto.

Assim sendo, o projeto abrange 1.945 UCs de titularidade da administração estadual atendidas em baixa tensão, cujo consumo de referência foi estimado com base no montante efetivamente faturado de janeiro a outubro de 2023, mais o valor projetado para os meses de novembro e dezembro, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2 - Consumo de energia elétrica referencial

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	2.508,89
Fevereiro	2.432,39
Março	2.802,12
Abril	2.999,53
Maio	2.998,63
Junho	2.877,43
Julho	2.526,67
Agosto	2.557,37
Setembro	2.728,97
Outubro	2.879,77
Novembro	2.957,74
Dezembro	3.039,73
<b>Total</b>	<b>33.309,23</b>

Fonte: SEAD/ENERGISA/SEIRH (2023)



## 2.1 Agrupamento das Unidades Consumidoras

O modelo de gestão das contas de energia elétrica adotado pela SEAD pressupõe o agrupamento das UCS por secretarias e órgãos. Este procedimento também favorece a gestão operacional e a compensação dos créditos de energia no âmbito do SCEE, pois permite, em cada UFV, a conexão de UCs com perfil de consumo semelhante.

Com base nessas premissas, definiram-se dois grupos: Grupo 1 - composto pelas UCS vinculadas à Secretaria de Estado da Educação - SEE; e Grupo 2 - composto pela UCs vinculadas à Secretaria de Estado da Saúde – SES, mais o restante das UCs das demais secretarias e órgãos.

Nas Tabelas Tabela 3 e Tabela 4 são apresentados os perfis do consumo de referência para os grupos 1 e 2, respectivamente.

Tabela 3 – Consumo referencial  
Grupo 1

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	1.105,06
Fevereiro	1.051,05
Março	1.421,59
Abril	1.569,39
Maiο	1.579,18
Junho	1.486,44
Julho	1.251,82
Agosto	1.353,29
Setembro	1.448,87
Outubro	1.486,78
Novembro	1.533,67
Dezembro	1.525,19
<b>Total</b>	<b>16.812,31</b>

Tabela 4 – Consumo referencial  
Grupo 2

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	1.403,83
Fevereiro	1.381,35
Março	1.380,53
Abril	1.430,14
Maiο	1.419,44
Junho	1.390,99
Julho	1.274,85
Agosto	1.204,08
Setembro	1.280,10
Outubro	1.392,99
Novembro	1.424,08
Dezembro	1.514,53
<b>Total</b>	<b>16.496,92</b>



### **3. DIMENSIONAMENTO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS**

#### **3.1 Premissas e critérios para dimensionamento das UFVs**

As premissas adotadas para o presente estudo foram as seguintes:

a) Evolução do consumo de energia elétrica

O consumo referencial de energia elétrica foi considerado constante durante todo o período de concessão, haja vista a adoção de medidas permanentes para melhoria da eficiência dos equipamentos e das instalações elétricas das UCs durante o período de concessão.

b) Utilização integral dos créditos excedentes de energia elétrica

Com o objetivo de suprir o consumo de energia elétrica referencial com a menor potência possível, foi considerado, para ambos os grupos, a utilização integral dos créditos excedentes durante todo o período de concessão, conforme critérios do SCEE.

c) Superfície de instalação das UFVs

Optou-se pela instalação dos módulos fotovoltaicos em estruturas fixadas no solo com o intuito facilitar a gestão das UFVs e reduzir as despesas operacionais (“operational expenditure”: OPEX). Ademais, considerou-se a menor degradação de módulos instalados em solo em relação a instalação em telhados.

d) Taxa de desempenho do sistema fotovoltaico

A Taxa de Desempenho (TD) reflete a eficiência global das usinas, e considera diversas variáveis, tais como eficiência dos painéis solares, perdas nos condutores, eficiência dos inversores e outras perdas associadas ao sistema. Geralmente, esse valor varia entre 0,70 e 0,80 (BRIER, LIA DWI JAYANTI, 2014).

No entanto, neste projeto adotou-se o valor de 0,817, com base em simulações do software PVsyst, ferramenta de reconhecida credibilidade na



indústria solar para modelar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Os equipamentos adotados para simulação técnica no PVSystem foram:

- Painéis fotovoltaicos bifaciais, marca Leapton, modelo LP210\*210-M-66-MH, 21,41% de eficiência e 665 Wp de potência; e
- Inversores da marca Sungrow, modelo SG125HV, de 125 kW de potência e 42% de overload.

e) Irradiação média mensal

Para o dimensionamento da potência inicial das UFVs, considerou-se irradiação média anual.

A quantidade de energia elétrica gerada por cada UFV, foi calculada mês a mês, de acordo com a média mensal da irradiação global inclinada a 10° do respectivo mês, conforme mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 - Irradiação média mensal da Paraíba

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média anual
Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	5,38	5,66	5,72	5,78	5,51	5,31	5,31	5,96	6,19	6,26	5,99	5,63	5,73

Fonte: Atlas Solarimétrico da Paraíba (2023).

Observa-se que durante os meses de setembro a outubro, a irradiação atinge seu pico, com valores de 6,19 kWh/m<sup>2</sup>.dia e 6,26 kWh/m<sup>2</sup>.dia, respectivamente. Entre os meses de junho e julho, ocorre uma diminuição e o valor cai para 5,31 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Isso é decorrente das condições climáticas sazonais que afetam a quantidade de luz solar disponível.

### 3.2 Equação para cálculo da potência das UFVs

Para se determinar a potência das UFVs foi utilizada a seguinte equação:

$$P_{fv}[kWp] = \frac{(E/TD)}{HSP} \tag{1}$$

em que:

- $P_{fv}$  (kWp) é a potência de pico do sistema fotovoltaico;
- $E$  (kWh) é o consumo de energia elétrica referencial;
- $HSP$  (h/dia) é a média diária anual das horas de sol pleno incidente no plano do painel fotovoltaico.
- $TD$  é a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico.

### 3.3 Potência estimada das UFVs

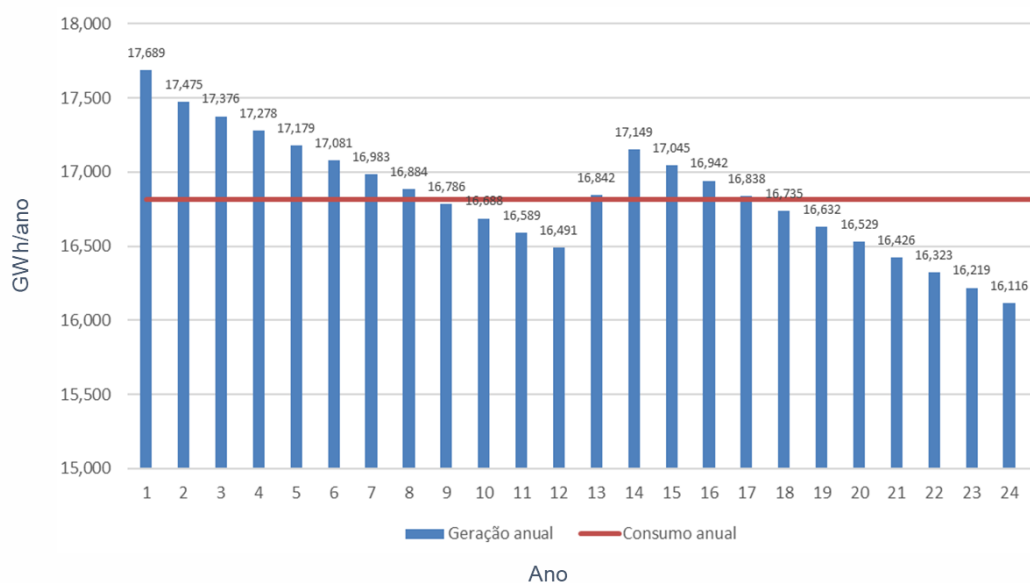
Na Tabela 6 são apresentados os valores da potência inicial das UFVs, e das repotenciações no 12º ano de operação.

Tabela 6 - Potência e repotenciação das UFVs

Ano	Potência (MWp)	
	Grupo 1	Grupo 2
1	10,48	10,24
12	0,51	0,59
24	10,99	10,83

Na Figura 2 é apresentado o perfil da geração de energia elétrica das usinas do Grupo 1 para atendimento do respectivo consumo referencial.

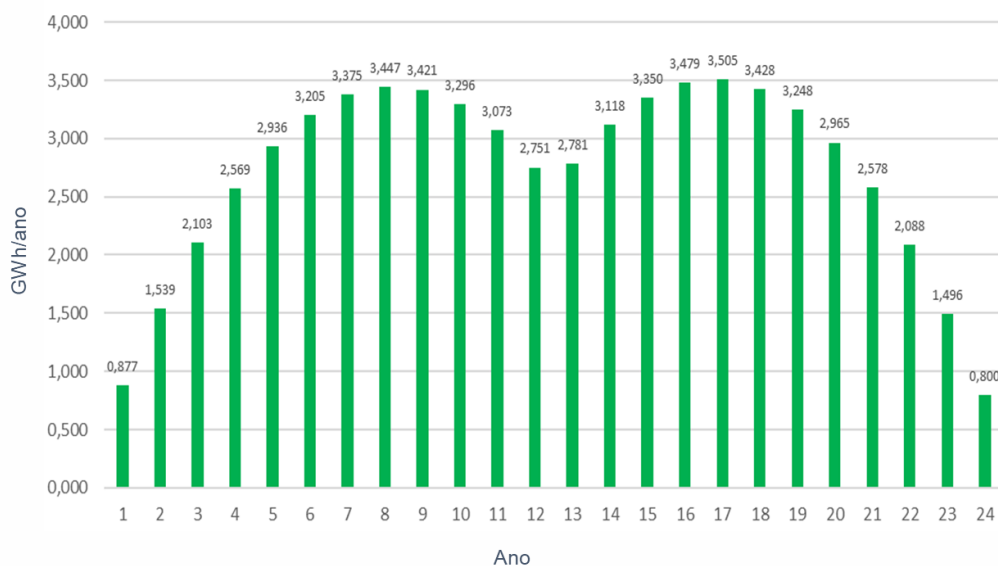
Figura 2 – Geração x consumo do Grupo 1



Em razão da degradação natural do sistema fotovoltaico a quantidade de energia gerada diminui a cada ano, sendo necessário a repotenciação no 12º ano de operação, a fim de recuperar a capacidade de geração.

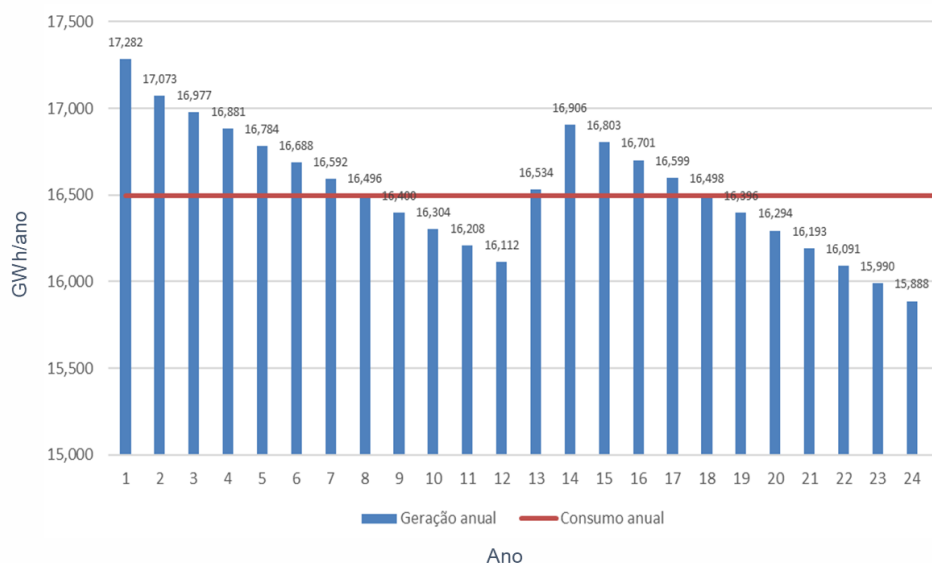
Os montantes anuais de geração inferiores ao consumo referencial são compensados com a utilização dos créditos excedentes de energia dos períodos anteriores, conforme critérios do SCEE. O saldo anual de créditos para o Grupo 1, durante o período de concessão, é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Saldo de créditos das UFV Grupo 1

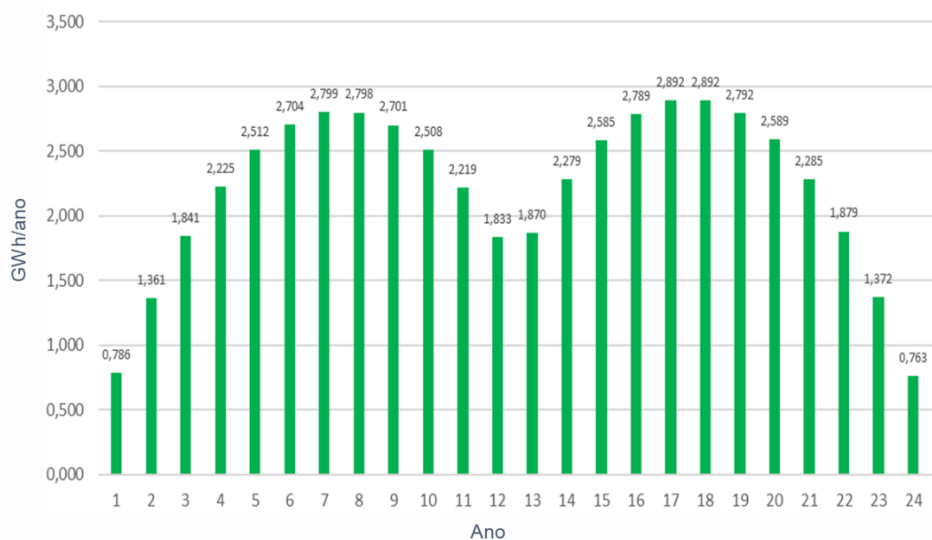


Na Figura 4 é apresentado o gráfico de geração e consumo anual para o Grupo 2. De modo similar, o comportamento de degradação natural do sistema fotovoltaico se repete e a geração diminui a cada ano, sendo necessário a repotenciação no 12º ano.



**Figura 4 – Geração x consumo do Grupo 2**

Os montantes anuais de geração inferiores ao consumo referencial são compensados com a utilização dos créditos excedentes de energia dos períodos anteriores, conforme critérios do SCEE. O saldo anual de créditos para o Grupo 1, durante o período de concessão, é mostrado na Figura 5.

**Figura 5 – Saldo de Créditos da UFV - Grupo 2**





## 4. ORÇAMENTO DO PROJETO

### 4.1 CAPEX

Os custos de investimento (“capital expenditure”: CAPEX) representam o investimento necessário para implantar a infraestrutura das UFVs, incluindo aquisição dos painéis solares, inversores, estruturas de suporte, custos de conexão, dentre outros. Para dimensionamento dos terrenos das UFVs foi estimada a relação de 2,5 ha/MWp.

Na Tabela 7 é apresentado os valores de capital a serem investidos nas UFVs do Grupo 1, incluindo a repotenciação no 12º ano de operação, que corresponde ao 13º ano de concessão.

Tabela 7 – CAPEX Grupo 1

GRUPO 1			
1- USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
1.1 Painele Leapton Mono Half-Cell 665W	10.371.757,35	505.866,95	10.877.624,30
1.2 Inversor Sungrow SG125HV - 125 kW	1.774.926,82	86.569,40	1.861.496,22
1.3 Suportes Rack	3.984.041,64	194.315,67	4.178.357,31
1.4 Strings/Cabos e Acessórios	1.021.088,42	49.802,06	1.070.890,48
1.5 Skid Station	3.884.159,16	189.444,05	4.073.603,22
1.6 Mão de obra para Montagem da UFV	6.193.120,59	302.060,19	6.495.180,78
1.7 Obras civis	1.924.988,61	93.888,44	2.018.877,05
<b>Subtotal</b>	<b>29.154.082,59</b>	<b>1.421.946,76</b>	<b>30.576.029,35</b>
2 - DEMAIS COMPONENTES	1º ANO (R\$)	13º ANO (R\$)	TOTAL (R\$)
2.1 Projeto executivo	492.448,18	24.018,42	516.466,60
2.2 Aquisição de terreno (2,5 ha/MWp)	400.335,94	19.525,79	419.861,73
2.3 Rede de média tensão (13,8 kV)	1.571.550,00	76.650,00	1.648.200,00
2.4 Cabine de média tensão	3.111.480,41	151.757,80	3.263.238,22
2.5 Conexão com a distribuidora	838.160,00	40.880,00	879.040,00
2.6 Estação solarimétrica	1.005.687,23	49.050,89	1.054.738,12
2.7 Licenças e seguros	161.164,86	7.860,57	169.025,43
<b>Subtotal</b>	<b>7.580.826,62</b>	<b>369.743,48</b>	<b>7.950.570,10</b>
<b>Total</b>	<b>36.734.909,21</b>	<b>1.791.690,24</b>	<b>38.526.599,45</b>

Os valores de capital a serem investidos nas UFVs do Grupo 2, incluindo a repotenciação no 12º ano de operação, que corresponde ao 13º ano de concessão, são apresentados na Tabela 8.



Tabela 8 – CAPEX Grupo 2

<b>GRUPO 2</b>			
<b>1- USINA SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<b>1º ANO (R\$)</b>	<b>13º ANO (R\$)</b>	<b>TOTAL (R\$)</b>
1.1 Painele Leapton Mono Half-Cell 665W	10.133.178,23	583.083,43	10.716.261,65
1.2 Inversor Sungrow SG125HV - 125 kW	1.734.098,59	99.783,52	1.833.882,10
1.3 Suportes Rack	3.892.397,66	223.976,38	4.116.374,04
1.4 Strings/Cabos e Acessórios	997.600,56	57.403,94	1.055.004,50
1.5 Skid Station	3.794.812,75	218.361,15	4.013.173,90
1.6 Mão de obra para Montagem da UFV	6.050.661,67	348.167,23	6.398.828,90
1.7 Obras civis	1.880.708,54	108.219,75	1.988.928,29
<b>Subtotal</b>	<b>28.483.458,00</b>	<b>1.638.995,38</b>	<b>30.122.453,38</b>
<b>2 - DEMAIS COMPONENTES</b>	<b>1º ANO (R\$)</b>	<b>13º ANO (R\$)</b>	<b>TOTAL (R\$)</b>
2.1 Projeto executivo	481.120,51	27.684,64	508.805,15
2.2 Aquisição de terreno (2,5 ha/MWp)	391.127,11	22.506,24	413.633,34
2.3 Rede de média tensão (13,8 kV)	1.535.400,00	88.350,00	1.623.750,00
2.4 Cabine de média tensão	3.039.907,75	174.922,40	3.214.830,15
2.5 Conexão com a distribuidora	818.880,00	47.120,00	866.000,00
2.6 Estação solarimétrica	982.553,64	56.538,11	1.039.091,75
2.7 Licenças e seguros	157.457,62	9.060,43	166.518,05
<b>Subtotal</b>	<b>7.406.446,63</b>	<b>426.181,82</b>	<b>7.832.628,44</b>
<b>Total</b>	<b>35.889.904,62</b>	<b>2.065.177,20</b>	<b>37.955.081,82</b>

#### 4.2 OPEX

Os Custos de Operação e Manutenção (OPEX) são compostos por:

a) Diretoria e gerência da SPE

São os custos com gerência da SPE.

b) Operação e manutenção

São os custos estimados para manter as UFVs operando adequadamente e gerando a energia referencial. Na composição dos custos, estão previstas despesas com equipe de operação e manutenção, com substituição de painéis e equipamentos danificados, e com limpeza e conservação das UFVs e dos painéis fotovoltaicos.

c) Despesas socioambientais

São as despesas necessárias para obtenção e renovação das licenças necessárias para implantação e operação do empreendimento.



d) Seguros e garantias

São as despesas para o caso de ocorrência de sinistros.

e) Segurança patrimonial remota

São as despesas com equipe de segurança patrimonial para inibir furtos e roubos ao empreendimento.

Os valores de OPEX para os Grupos 1 e 2 são apresentados respectivamente, nas Tabelas Tabela 9 e Tabela 10.

Tabela 9 – OPEX Grupo 1

OPEX	Valor (R\$/mês)
Diretoria e gerência da SPE	12.820,66
Operação e manutenção	31.894,18
Despesa sócio-ambientais	111,32
Seguros e garantias	2.616,41
Segurança patrimonial remota	4.500,00
<b>Total</b>	<b>51.942,57</b>

Tabela 10 – OPEX Grupo 2

OPEX	Valor (R\$/mês)
Diretoria e gerência da SPE	12.820,66
Operação e manutenção	31.874,46
Despesa sócio-ambientais	111,32
Seguros e garantias	2.563,38
Segurança patrimonial remota	4.500,00
<b>Total</b>	<b>51.869,82</b>

### 4.3 Resumo do orçamento do projeto

Na Tabela 11 é apresentado o resumo do orçamento do projeto para construção, operação e manutenção de usinas fotovoltaicas a fim de suprir o consumo de energia elétrica da administração estadual.

Tabela 11 - Resumo do orçamento do Projeto

CAPEX	Valor (R\$/MWp)	
	Grupo 1	Grupo 2
Kit Fotovoltaico	2.007.458,74	2.006.897,16
Mão de obra + obras civis	774.709,54	774.492,81
Aquisição de terreno	15.281,59	15.277,32
Demais componentes	685.232,79	685.041,10
<b>Total</b>	<b>3.482.682,66</b>	<b>3.481.708,39</b>
OPEX	Valor (R\$/ano)	
	Grupo 1	Grupo 2
<b>Total</b>	<b>623.310,84</b>	<b>622.437,84</b>



## 5. CUSTOS RESIDUAIS

Os custos residuais, a cargo do Poder Concedente, são despesas a serem pagas à Distribuidora (Energisa), compostas pela demanda contratada, pelas componentes não compensáveis da tarifa de energia elétrica, e contratação do Verificador Independente.

### a) Demanda Contratada de Geração

São os custos com demanda de potência de geração (kW) disponibilizada pela Distribuidora no ponto de entrega das UFVs, conforme valor e período de vigência fixados em contrato. Esse valor de demanda é calculado de acordo com a potência CA das miniusinas.

### b) Tarifas não compensáveis

Segundo os incisos de I ao III do parágrafo 1º do art. 27º da Lei 14.300/2022, as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência de:

*I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;*

*II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;*

*III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);*



c) Verificador independente

São custos com a empresa contratada com o objetivo de auxiliar o Poder Concedente na aferição e gerenciamento dos indicadores de desempenho estabelecidos na PPP.

Os custos residuais referentes aos grupos 1 e 2, são respectivamente apresentados nas Tabelas Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 12 – Custos residuais Grupo 1

CUSTOS RESIDUAIS	Valor (R\$/mês)
Demanda contratada (TUSD G)	110.365,63
Tarifas não compensáveis	327.063,02
Verificador independente	10.866,64
<b>Total</b>	<b>448.295,29</b>

Tabela 13 – Custos residuais Grupo 2

CUSTOS RESIDUAIS	Valor (R\$/mês)
Demanda contratada (TUSD G)	109.578,03
Tarifas não compensáveis	320.927,37
Verificador independente	10.866,64
<b>Total</b>	<b>441.372,04</b>