



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAIO BRAGA SAMPAIO

VIABILIDADE DE INVESTIMENTOS EM LOCAÇÃO DE USINAS SOLARES NO
BRASIL

FORTALEZA

2023

CAIO BRAGA SAMPAIO

VIABILIDADE DE INVESTIMENTOS EM LOCAÇÃO DE USINAS SOLARES NO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ph.D. Fernando Luiz Marcelo Antunes

Coorientador: Eng. Gabriel Marçal da Cunha Pereira Carvalho

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S182v Sampaio, Caio Braga.

Viabilidade de investimentos em locação de usinas solares no Brasil / Caio Braga Sampaio. – 2023.
65 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

Coorientação: Prof. Dr. Gabriel Marçal da Cunha Pereira Carvalho.

1. Locação de usinas solares. 2. Viabilidade financeira. 3. Investimentos. 4. Geração distribuída. 5. Energia solar no Brasil. I. Título.

CDD 621.3

CAIO BRAGA SAMPAIO

VIABILIDADE DE INVESTIMENTOS EM LOCAÇÃO DE USINAS SOLARES NO BRASIL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Ph.D. Fernando Luiz Marcelo
Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Gabriel Marçal da Cunha Pereira
Carvalho (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Pierre Poirier
GreenYellow

Eng. José Rafael Pereira de Oliveira
Qair Energy Brasil

Aos meus pais, familiares e amigos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que contribuíram de certa forma com minha graduação no curso de Engenharia Elétrica. Certamente, foram anos de muito aprendizado profissional e pessoal. Desde o meu ingresso nessa formação em 2017, foram inúmeras pessoas que passaram por minha trajetória, às quais tenho eterna gratidão.

Primeiramente, aos meus colegas da Universidade Federal do Ceará e aos meus colegas da École Centrale de Lille. Compartilhei mais tempo com essas pessoas do que, até mesmo, com minha família. Além disso, gostaria de agradecer às associações universitárias das quais pude participar durante minha vida acadêmica: Equipe Siará Baja, Centrale Finance Society e BRASA Lille.

Um agradecimento especial a Gabriel Marçal, pela disponibilidade em coorientador mais um Trabalho de Conclusão de Curso, sem dúvidas, foi fundamental para essa minha última etapa na graduação. Obrigado pela companhia e pelo apoio, desde o começo da minha graduação.

Aos docentes que participaram da minha graduação. Em especial, aos professores Luiz Henrique, Fernando Antunes, Dalton Honório, Armand Toguyéni, Alexandre Kruszewski, Bruno François e Jean-Gabriel Cousin.

Absolutamente, à minha família, por terem me apoiado, mesmo nos momentos de dificuldade. Sem seu suporte nenhuma das minhas conquistas ao longo desses anos seria possível.

Por fim, à companhia GreenYellow, em especial a Pierre Poirer e a Maryll Antoine, que me possibilitaram iniciar minha carreira no mundo profissional com um estágio na equipe de Coordenação Internacional. Foi um período de muito aprendizado em um ambiente onde me senti muito bem acolhido. Certamente, uma das melhores fases da minha vida.

“O lado bom da vida é que todos os dias nós acordamos com um nova oportunidade: De sermos melhores do que o dia anterior.”

(Autor desconhecido)

RESUMO

Grandes investimentos ao redor do mundo têm sido realizados em prol do desenvolvimento das chamadas energias renováveis. Assim, destacam-se as oportunidades potenciais na geração solar. O Brasil passou por várias mudanças regulatórias em relação a esse tipo de geração nas últimas décadas, o que levou a um crescimento significativo nos negócios de Geração Distribuída e Geração Centralizada. Este estudo se concentrará na viabilidade da construção e locação de usinas de energia solar em cidades brasileiras. Ele apresentará as regulamentações atuais, as tendências de mercado e um estudo de caso fornecendo resultados sobre a lucratividade desses investimentos, dependendo de fatores locais. Ao longo desse estudo prático, cenários com, e sem, financiamento bancário foram analisados, gerando indicadores como Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback, os quais possibilitaram a recomendação de um dos cenários propostos.

Palavras-chave: Usinas Solares. Locação. Viabilidade financeira. Investimentos. Geração Distribuída. Energia solar no Brasil

ABSTRACT

Large investments around the world have been made in favor of the development of renewable energies. Thus, the potential opportunities in solar generation stand out. Brazil has undergone several regulatory changes regarding this type of generation in the last decades, leading to significant growth in Distributed Generation and Centralized Generation businesses. This study will focus on the feasibility of constructing and leasing solar power plants in Brazilian cities. It will present current regulations, market trends, and a case study providing results on the profitability of these investments, depending on local factors. Throughout this practical study, scenarios with and without bank financing were analyzed, generating indicators such as Net Present Value, Internal Rate of Return, and Payback, which enabled the recommendation of one of the proposed scenarios.

Keywords: Solar Power Plants. Solar leasing. Solar Farm. Financial viability. Investments. Distributed Generation. Solar energy in Brazil

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar no Brasil até abril de 2023 (MW)	19
Figura 2 – Capacidade instalada em GC e GD no Brasil em abril de 2023	22
Figura 3 – Funcionamento da modalidade de GC	23
Figura 4 – Funcionamento da modalidade de GD (Compensação Local)	26
Figura 5 – Funcionamento da modalidade de GD (Compensação Remota)	27
Figura 6 – Valor de Locação	29
Figura 7 – Captação de recursos	34
Figura 8 – Esquemático sistema PRICE	35
Figura 9 – Esquemático sistema SAC	35
Figura 10 – Performance sem financiamento	45
Figura 11 – Performance com financiamento	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz Elétrica do Brasil 2023	16
Tabela 2 – Licitação empresa B no Ceará	37
Tabela 3 – Referência de equipamento para o projeto	39
Tabela 4 – Premissas para cálculo de gastos	39
Tabela 5 – Condições de financiamento BNDES	40
Tabela 6 – Tarifas Companhia Energética do Ceará, Subgrupo B3 - Convencional (2023)	40
Tabela 7 – Modelização do fluxo de caixa final	42
Tabela 8 – Parâmetros de Minas Gerais	43
Tabela 9 – Entrada na licitação da empresa B	44
Tabela 10 – Entrada na licitação da empresa C	45
Tabela 11 – Comparação dos cenários	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COP 21	<i>21º Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas</i>
GEE	<i>Gases de Efeito Estufa</i>
MMGD	<i>Micro e Mini geração distribuída</i>
GC	<i>Geração Centralizada</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
FV	<i>Fotovoltaico</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
ACR	<i>Ambiente de Contratação Regulada</i>
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
I-REC	<i>Certificado Internacional de Energia Renovável</i>
ESG	<i>Environmental, Social and Governance</i>
SCEE	<i>Sistema de Compensação de Energia Elétrica</i>
EMUC	<i>Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras</i>
UC	<i>Unidade Consumidora</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
ICMS	<i>Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias</i>
PIS	<i>Programa de Integração Social</i>
CONFINS	<i>Contribuição para Financiamento da Seguridade Social</i>
TUSD	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>
TE	<i>Tarifa de Energia</i>
SPE	<i>Sociedade de Propósito Específico</i>
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operational Expenditure
O&M	Operação e Manutenção

TUSD G	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Geração</i>
VPL	<i>Valor Presente Líquido</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Retorno</i>
PB	<i>Payback ou tempo de retorno</i>
TMA	<i>Taxa Mínima de Atratividade</i>
SELIC	<i>Sistema Especial de Liquidação e de Custódia</i>
IPCA	<i>Índice de Preços ao Consumidor Amplo</i>
Price	<i>Sistema Francês de Amortização</i>
SAC	<i>Sistema de Amortização Constante</i>
BNB	<i>Banco do Nordeste</i>
BNDES	<i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</i>
IR	<i>Imposto de Renda</i>
EBITDA	<i>Lucro antes dos juros e tributos</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>Wh</i>	Watt-hora - Unidade de energia
<i>W</i>	Watt - Unidade de potência
<i>Wp</i>	Watt de Pico - Unidade de máxima potência gerada em condições padrões por um painel solar
<i>ha</i>	Hectare - Unidade de área
<i>m²</i>	Metro quadrado - Unidade de área
<i>BRL</i>	Real Brasileiro - unidade monetária

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos	17
1.2	Estruturação do trabalho	18
2	PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL	19
2.1	Conceitos básicos	20
2.1.1	<i>Dimensionamento de uma usina solar FV</i>	21
2.2	Modalidades de geração solar FV no Brasil	22
2.2.1	<i>Geração Centralizada</i>	23
2.2.1.1	<i>Mercado Regulado</i>	24
2.2.1.2	<i>Mercado Livre</i>	24
2.2.2	<i>Geração Distribuída</i>	25
2.2.2.1	<i>Sistema próprio</i>	27
2.3	Modelo de locação de usinas solares	28
2.3.1	<i>Precificação</i>	28
2.3.2	<i>Sociedade de Propósito Específico</i>	29
2.3.3	<i>Investimento inicial e custos operacionais</i>	30
2.3.4	<i>Demais gastos</i>	30
2.3.4.1	<i>TUSD G</i>	31
2.3.5	<i>Variáveis econômicas e indicadores financeiros</i>	32
2.3.6	<i>Captação de recursos e alavancagem</i>	34
2.3.7	<i>Riscos</i>	36
3	ESTUDO DE CASO	37
3.1	Premissas Cliente no Estado do Ceará	38
3.1.1	<i>Custos iniciais e operacionais</i>	38
3.1.1.1	<i>Financiamento</i>	40
3.1.2	<i>Precificação da tarifa</i>	40
3.1.3	<i>Fluxo de caixa</i>	41
3.2	Cenário alternativo	43
4	RESULTADOS	44
4.1	Cenário no Estado do Ceará	44

4.2	Cenário no Estado de Minas Gerais	45
4.3	Comparações de performance e recomendação final	45
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	47
5.1	Considerações sobre o estudo de caso	47
5.2	Recomendações de trabalhos futuros	48
	REFERÊNCIAS	49
	APÊNDICES	53
	APÊNDICE A–FLUXO DE CAIXA FINAL	53
	APÊNDICE B–DEPRECIACÃO DAS USINAS	54
	ANEXOS	54
	ANEXO A–PREVISÕES DE: INFLAÇÃO IPCA E SELIC	55
	ANEXO B–DATASHEET HIKU6 MONO - CANADIANSOLAR	56
	ANEXO C–RELATÓRIOS DE IRRADIAÇÃO	59
	ANEXO D–TARIFAS DOS ESTADOS: CEARÁ E MINAS GERAIS (2023)	63

1 INTRODUÇÃO

O mundo tem passado por um processo de transição energética nas últimas décadas. Crises das fontes fósseis e preocupações com os impactos ambientais causados pela atividade humana vêm gerando cada vez mais debates entre os países por soluções em busca de um desenvolvimento mais limpo da sociedade.

O Acordo de Paris, por exemplo, foi um documento discutido durante a *21ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21)*, em 2015, que representa um compromisso mundial na tentativa de limitar o aumento da temperatura média do planeta. (MCTIC, 2017).

Estratégias para atingir tal objetivo, sem dúvidas, seriam a adoção de fontes de energia mais limpas e mais eficientes, a fim de reduzir a emissão de *Gases de Efeito Estufa (GEE)*. Assim, destacam-se os crescentes investimentos em fontes renováveis de energia, tanto em países desenvolvidos, como em países em desenvolvimento. Em 2023, espera-se um aumento de 107 gigawatts (GW) da capacidade instalada mundial de energias renováveis. Desse montante, estima-se que 65% serão provenientes de energia solar, mostrando a relevância e o potencial dessa modalidade de geração de energia. (IEA, 2023).

Nesse cenário, o Brasil encontra-se em uma situação bastante favorável, ao considerarmos a matriz elétrica do país, que apresenta, majoritariamente, fontes renováveis.

Tabela 1 – Matriz Elétrica do Brasil 2023

Fontes	Capacidade Instalada (MW)	% da Matriz elétrica brasileira
Energia hidráulica	109864	52%
Energia Solar	28961	14%
Energia Eólica	25392	12%
Gás Natural	17460	8%
Biogás + Biomassa	16700	8%
Petróleo e outros combustíveis fósseis	8641	4%
Carvão mineral	3466	2%
Nuclear	1990	1%
Total	212474	100%

Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2023)

Assim, pela tabela 1, é possível notar o destaque da geração solar, que representa a segunda principal fonte de geração de energia elétrica do país, ao considerarmos a capacidade instalada em *Micro e Mini geração distribuída (MMGD)* nos valores de cada uma das fontes.

Evidentemente, o aumento da demanda de energia exige que os países aumentem suas capacidades de geração. No caso do Brasil, que apesar de possuir como principal forma de geração de energia as usinas hidrelétricas, que são recursos renováveis, é esperado uma expansão da capacidade instalada em fontes alternativas. O que pode ser justificado, pela complexidade de expansão hidrelétrica, devido ao tempo elevado de construção de novas usinas e às restrições ambientais.

Além disso, é válido ressaltar o enorme potencial solar brasileiro. Atualmente, o país é o oitavo na lista mundial de maiores capacidades instaladas dessa modalidade, ficando atrás de países como a Alemanha, atual quarto lugar da lista, por exemplo. (IRENA, 2023). Contudo, ao analisar os níveis de radiação solar desses dois países, concluiu-se que a região alemã com maior taxa de irradiação está 40% abaixo da região brasileira com menores taxas de irradiação. (AKWA *et al.*, 2014).

Portanto, é possível entender os motivos que levaram o setor de energia solar a movimentarem R\$ 45,7 bilhões no mercado brasileiro em 2022. Montante 64% superior aos investimentos realizados no setor em 2021. (INFOMONEY, 2023). Ilustrando o aproveitamento dessa fonte, também como possível negócio.

E para realizar investimentos em projetos de geração solar no Brasil, é necessário estruturar um negócio em *Geração Centralizada* (GC), destinado a grandes consumidores, ou em *Geração Distribuída* (GD), destinado a consumidores cativos, que seriam pessoas físicas, ou jurídicas, com um perfil de consumo de menor porte e que devem comprar energia das distribuidoras. O mercado *Fotovoltaico* (FV) nessa segunda modalidade, encontra-se em alta, devido, principalmente, aos contantes aumentos tarifários e à marcos regulatórios nos últimos anos. Dentre os principais negócios em GD, é possível destacar o modelo de locação de usinas solares.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como fim apresentar os possíveis modelos de negócios no mercado de energia solar no Brasil, em especial, o modelo de locação de usinas solares. Assim, aspectos como a regulamentação nacional, estruturação de contratos e a previsão da rentabilidade desse tipo de investimento serão expostos e analisados.

1.2 Estruturação do trabalho

Este trabalho está estruturado com os seguintes capítulos:

Capítulo 1: Neste primeiro capítulo é apresentada uma ideia geral do tema abordado, os objetivos traçados e a estrutura no qual o trabalho foi organizado.

Capítulo 2: O segundo capítulo apresentará algumas definições do setor de energia solar no Brasil. Ilustrando aspectos técnicos do dimensionamento de usinas solares, questões regulórias, possibilidades de negócios, aspectos, e indicadores, financeiros e, finalmente, especificidades do modelo de locação de usinas solares.

Capítulo 3: Nessa seção, é apresentado um estudo de caso, o qual mostrará a metodologia de estruturação do plano de negócio de aluguel de usinas solares em um possível caso prático, que seria uma licitação privada hipotética de um cliente que deseja firmar contratos com uma empresa locadora no estado do Ceará. Posteriormente, utilizando o mesmo método, simulou-se o mesmo perfil de cliente, porém para o estado de Minas Gerais.

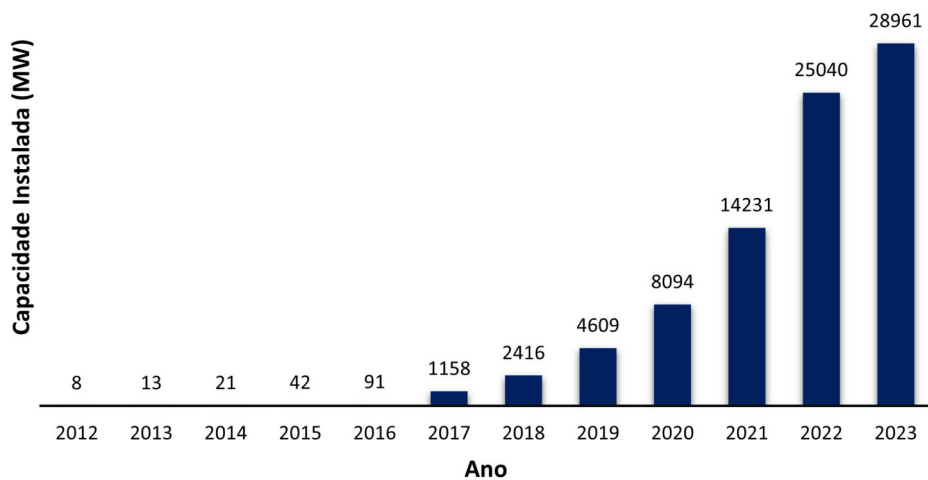
Capítulo 4: Nesse capítulo, os resultados das simulações realizadas no estudo de caso serão expostos. Assim, será possível analisar a rentabilidade dos projetos e recomendar o cenário que representa um investimento mais promissor.

Capítulo 5: Por fim, serão apresentadas as considerações finais deste trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL

Como discutido no capítulo anterior, o Brasil segue uma tendência mundial de crescimento em capacidade instalada em geração solar. O crescente volume de investimentos no setor se deve, principalmente, ao grande potencial de geração solar nas regiões do país e aos marcos regulatórios.

Figura 1 – Evolução da Fonte Solar no Brasil até abril de 2023 (MW)



Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2023).

Entre os anos de 2012 e 2023, a capacidade instalada aumentou, em média, 177% ao ano, taxas próximas a uma curva exponencial. E como possível causa disso, podemos destacar a criação da Resolução nº482/2012 e, posteriormente, da Lei 14.300, as quais possibilitaram que qualquer consumidor de energia conseguisse acessar os sistemas nacionais de distribuição, por meio de pequenas centrais solares. Além disso, tal marco regulatório criou o sistema de compensação de energia elétrica, que seria a "devolução", do excedente injetado, quando da necessidade de seu consumo.

Também destaca-se que, geograficamente, com regiões muito próximas à linha do equador, o país possui altíssimas taxas de irradiação solar ao longo do ano. Assim, um possível investidor terá segurança da produção média anual de energia. Tal segurança, permite uma melhor previsibilidade em fluxos de caixa de longo prazo, atraindo, assim, mais investidores.

Certamente, existem algumas barreiras para o maior avanço da capacidade instalada dessa modalidade. Dentre elas, é possível citar o alto custo de implementação, principalmente, a aquisição de equipamentos que compõem os sistemas de geração (módulos e inversores), que na

maioria das vezes são oriundos de importações. (THORMANN *et al.*, 2017).

Assim, as sessões seguintes detalharão o funcionamento de usinas solares, a regulamentação nacional e os modelos de negócio, com uma ênfase, no modelo de aluguel de usinas solares, o qual possui como base alguns pontos citados, tais quais, o sistema de compensação de energia, os custos de implementação e os fluxos de caixa de longo prazo.

2.1 Conceitos básicos

Os sistemas de geração solar fotovoltaica se baseiam na conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Esse é o princípio do efeito fotovoltaico, descoberto pelo físico francês Antoine Henri Becquerel, em 1839. (FADIGAS, 2014). Esse fenômeno, pode ser observado em semicondutores puros, como o silício, que seria o componente mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas.

Normalmente, tais células são comercializadas encapsuladas em módulos, para que assim fiquem protegidas de perturbações externas como umidade do ar e poeira. Esse produto representa em torno de 38% à 50% do custo de um sistema FV. (GREENER, 2023b). Além disso, a maior partes dos fabricantes de módulos FV se localiza na Ásia (DOLLE *et al.*, 2022), principalmente na China. Dessa forma, os investidores brasileiros devem atuar, muitas vezes, considerando taxas de câmbio e procedimentos de importação.

Assim, o dimensionamento de usinas exige o conhecimento da energia incidente, ou seja, da irradiação do local de implementação do projeto, já que essa variável está, diretamente, relacionada aos níveis de produção final de energia. Vale ressaltar, que essa energia é gerada em *Corrente Contínua* (CC).

Logo, é possível notar a necessidade de um sistema de conversão de correntes, já que a injeção de energia na rede elétrica deve ser feita em *Corrente Alternada* (CA). Dessa maneira, identifica-se o segundo principal componente em um sistema FV, que seriam os inversores, constituídos, principalmente, de semicondutores e componentes eletrônicos. Em 2022, ocorreu uma crise de abastecimento mundial de semicondutores, o que impactou a fabricação de inversores e, conseqüentemente, os preços desse componente. (GREENER, 2023b).

2.1.1 Dimensionamento de uma usina solar FV

Para dimensionar uma usina, é preciso conhecer o volume de energia que esse sistema deverá suprir. Dessa forma, faz-se necessário estudar o consumo anual, em kWh, da entidade interessada em fornecimento de energia solar.

As relações a seguir ilustram como calcular a capacidade instalada de uma usina FV, com base no padrão de consumo de um possível cliente e nos níveis de radiação solar do local de implementação do projeto. (KIKUMOTO, 2019).

$$\text{Capacidade [kWp]} = \frac{\text{Consumo [kWh]}}{\text{Irradiância [kWh/m}^2\text{.ano]} * (1 - \text{Perdas [\%]})} \quad (2.1)$$

Onde,

Capacidade [kWp]: Potência gerada, em CC, pelo sistema FV

Consumo [kWh]: Valor médio de consumo anual de energia elétrica da entidade interessada na construção do sistema

Irradiância [kWh/m².ano]: Valor da energia solar disponível no local de implementação da usina. Obtida por meio de base de dados ou mapa solarimétrico

Perdas [%]: Perdas envolvidas no sistema

Assim, estima-se a potência em CC gerada pelos módulos solares. Porém, para estimar valores da potência de saída dos inversores, utiliza-se a relação abaixo:

$$\text{Capacidade [kW]} = \frac{\text{Capacidade [kWp]}}{1 + \text{Fator de overload}} \quad (2.2)$$

Onde,

Capacidade [kW]: Potência gerada, em CA, nas saídas dos inversores

Fator de overload: Relação CA/CC na saída dos inversores. Um valor típico utilizado é de 25%

Destaca-se que a unidade Watt de Pico (Wp), é usada, internacionalmente, para indicar a potência produzida pelos módulos solares. Esse parâmetro corresponde a potência máxima gerada pelo sistema em condições padrões, as quais seriam: (ENERGUIDE, 2023):

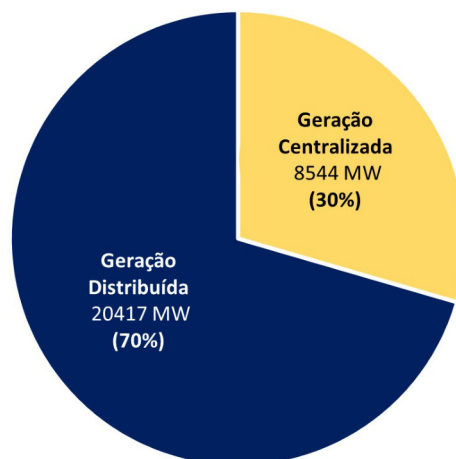
- (i) Radiação Solar de 1000 watts/m²
- (ii) Temperatura ambiente de 25°
- (iii) Condições favoráveis de irradiância, ou céu claro.

Por fim, vale ressaltar, que existem métodos mais refinados de dimensionar uma usina FV. Porém, de forma simplificada, o método anterior, atende bem ao embasamento teórico proposto e aos objetivos do estudo.

2.2 Modalidades de geração solar FV no Brasil

A regulamentação brasileira permite duas possibilidades de implementação de sistemas solares: As gerações centralizada e distribuída. Pela Figura 1, nota-se que o país possuía até abril de 2023, 28961 MW de capacidade instalada oriunda de fontes solares. Porém, dentro desse montante de potência, uma das modalidades se destaca mais do que a outra:

Figura 2 – Capacidade instalada em GC e GD no Brasil em abril de 2023



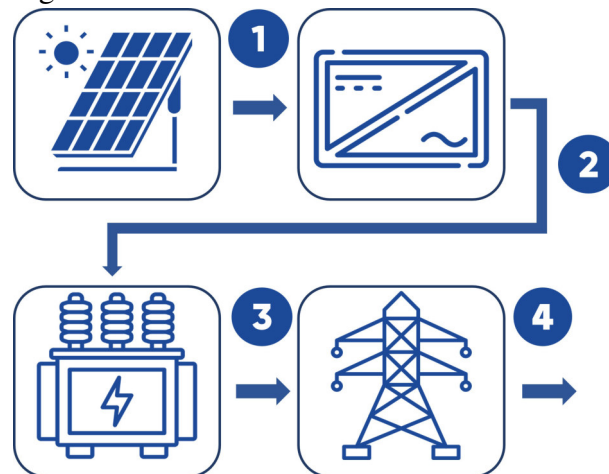
Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2023).

Percebe-se uma preponderância da GD, que representa 70% do que é instalado no setor solar, em relação a GC. As razões para isso, podem ser explicadas pelas diferentes características de implementação. Apesar disso, as duas representam boas possibilidades de investimento.

2.2.1 Geração Centralizada

Essa modalidade de geração é caracterizada por grandes centrais solares, capazes de produzir energia em larga escala. Considera-se uma usina desse tipo aquelas com potência instalada superior a 5 MW. (ANEEL, 2021). Outra característica, seria a localização dessas usinas, as quais se encontram distantes dos centros de consumo, assim como qualquer outra grande fonte de geração elétrica, como hidrelétricas. A figura abaixo, ilustra o esquema de funcionamento de usinas de GC.

Figura 3 – Funcionamento da modalidade de GC



Fonte: Autor.

Assim, os processos podem ser definidos como:

- (1) A energia gerada pelos módulos solares, em CC, é enviada para os inversores;
- (2) Após a conversão para CA, a energia é enviada para os transformadores, passando por um processo de elevação de tensão para níveis padrões de transmissão;
- (3) Então, a energia é enviada para os sistemas de transmissão conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Porém, destaca-se que podem haver unidades de GC conectadas às redes de distribuição, fazendo com que este ponto 3 seja desprezado;
- (4) Finalmente, a energia poderá ser levada até as redes de distribuição.

A vantagem desse tipo de geração é a otimização de custos, além da maior simplicidade de gestão administrativa. (MATTOS, 2023). Porém, tais processos geram maiores perdas técnicas de energia devido à transformação de energia elétrica em energia térmica, processo chamado de efeito joule, nos condutores, principalmente nas extensas linhas de transmissão, bem como às perdas nos núcleos dos transformadores. (ANEEL, 2022b).

A comercialização da energia gerada em GC pode ser efetuada de duas formas, nos chamados mercado livre e no mercado regulado. E, assim, os negócios são baseados na regulamentação desses dois ambientes de contratação.

2.2.1.1 Mercado Regulado

A comercialização de energia em mercado regulado ocorre no *Ambiente de Contratação Regulada* (ACR) e são destinados aos consumidores chamados de cativos. Esses consumidores não possuem o direito de escolher a melhor forma de comprar energia e devem pagar tarifas às empresas distribuidoras de energia para poderem usufruir de energia elétrica. Caracterizam-se os consumidores cativos aqueles que possuem demandas inferiores a 0,5 MW. (CCEE, 2023). Normalmente, residências e pequenos centros comerciais.

Por sua vez, as distribuidoras adquirem energia elétrica, "seu produto de venda", por meio da compra desse bem de grandes centros geradores. Essa comercialização ocorre em leilões regulados pelo *Ministério de Minas e Energia* (MME) e pela *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL).

As tarifas de energia que devem ser pagas as empresas de distribuição são fixadas pela ANEEL e sofrem reajustes anuais. (SIMPLE, 2023). Neste valor tarifário, estão inclusos o custo da energia, da transmissão e impostos. Vale ressaltar, que o reajuste tarifário no Brasil, historicamente, é superior aos índices de inflação. (SOUSA, 2005).

2.2.1.2 Mercado Livre

A comercialização de energia no mercado livre ocorre no *Ambiente de Contratação Livre* (ACL) e destina-se aos consumidores livres e especiais. Pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE), para a adesão de um consumidor ao mercado livre, é necessário possuir uma demanda de, no mínimo, 0,5 MW. Normalmente, indústrias e grandes redes de comércio, se enquadram nesse perfil.

Nessa modalidade, os consumidores podem negociar livremente a comercialização

de energia com os fornecedores, ou centros de geração.(SIMPLE, 2023). Além disso, contratos de longa duração, de compra e venda de energia, podem ser firmados. Tal tipo de negócio é chamado de *Power Purchase Agreement* (PPA).

No contexto da energia solar, esses contratos são valorizados, pois permitem a transferência de certificados de energia renovável para os consumidores.(WBCSD, 2020). Um dos mais conhecidos seria o *Certificado Internacional de Energia Renovável* (I-REC), que é um documento comprovador que a energia consumida é proveniente de fontes renováveis. (ENEL, 2021a).

Com isso, empresas podem reduzir sua pegada de carbono, ou volume de emissão de GEE, contribuindo para atingir seus objetivos de sustentabilidade, o que no mundo corporativo, gera indicadores como o *Environmental, Social and Governance* (ESG), que medem as práticas de cunho ambiental e social. O que é fundamental para as empresas, pois tais indicadores valorizam sua marca frente aos consumidores e aos investidores. Ademais, as empresas possuem responsabilidades ambientais, que são fiscalizadas por órgãos reguladores. (HABITABILITY, 2022).

Além disso, com os contratos PPA os consumidores podem se beneficiar de economias nos custos de energia, já que possuem a liberdade de negociar os valores de energia. Também é válido citar, que o consumidor terá maior previsibilidade de caixa a longo prazo, ao considerar contratos a preço fixo de longa duração. (WBCSD, 2020).

2.2.2 Geração Distribuída

Como ilustrado, anteriormente, a GD é a modalidade que representa maior capacidade instalada no país. Pela Figura 1, nota-se que o crescimento do setor solar se iniciou no ano de 2012. Tal observação reforça que os marcos regulatórios no país foram fundamentais para esse processo. Já que no ano citado, a ANEEL publicou a Resolução Normativa n°482/2012, a qual permitiu o acesso de Micro e Mini Geração (MMGD) aos sistemas de distribuição. Além disso, permitiu o *Sistema de Compensação de Energia Elétrica* (SCEE). (ANEEL, 2012).

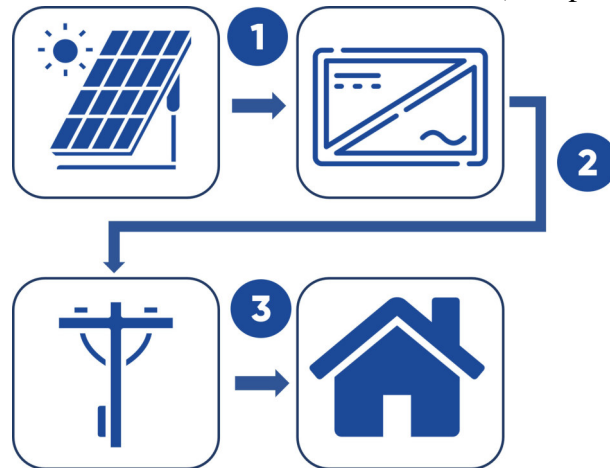
Essa modalidade representa as formas de geração elétrica realizadas junto ou próximas dos consumidores. Tais fontes de energia, normalmente, estão conectadas ao sistema de distribuição. Porém, também podem operar de forma isolada. (COPEL, 2023). Dentre as possibilidades de GD, denota-se Microgeração distribuída as fontes menores ou iguais a 75 kW e Minigerção distribuída as fontes maiores que 75 kW e menores que 3 MW, no caso de usinas

solares.

Com a possibilidade de injetar energia na rede de distribuição, a partir do marco regulatório citado, o consumidor foi beneficiado com uma "recompensa". A rede de energia devolve o equivalente ao que foi produzido. Assim, quando a energia gerada é superior ao que foi utilizado, o consumidor pode transformar o excedente em créditos para a compensação futura do consumo. E isso é o que chamamos de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). (ANEEL, 2022a).

As formas de participação no SCEE são expostas a seguir:

Figura 4 – Funcionamento da modalidade de GD (Compensação Local)



Fonte: Autor.

A primeira forma é chamada de compensação local. Nela a compensação de créditos pode ser efetuada nas modalidades:

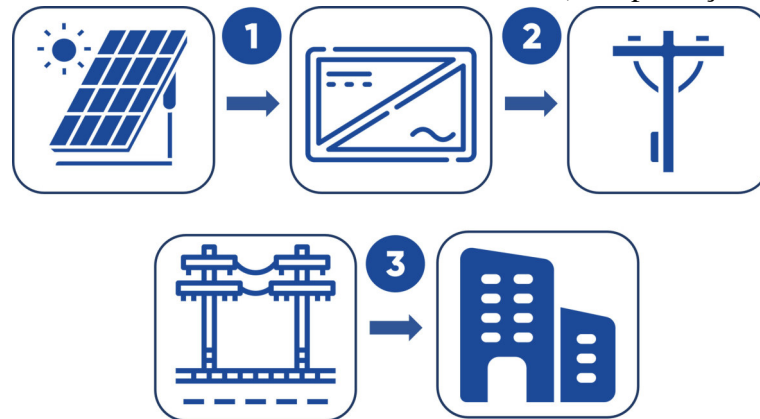
- **Autoconsumo local:** *Popularmente, chamada de GD junto a carga. Ocorre quando a energia gerada é compensada no mesmo local da geração.*

- **Geração distribuída em Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC):** *A energia gerada pode ser repartida entre consumidores de uma mesma propriedade, ou condomínio.*

O esquema de funcionamento dessa modalidade segue os pontos:

- (1) A energia gerada pelos módulos solares, em CC, é enviada para os inversores;
- (2) Após a conversão para CA, a energia é injetada na rede de distribuição;
- (3) A energia é compensada no mesmo local da geração.

Figura 5 – Funcionamento da modalidade de GD (Compensação Remota)



Fonte: Autor.

A segunda forma, por sua vez, é chamada de compensação remota. Nela a compensação de créditos pode ser efetuada nas modalidades:

- **Autoconsumo remoto:** *A energia é gerada em um local e compensada em outro. Vale ressaltar, que a titularidade das Unidade Consumidora (UC) do local de geração deve ser a mesma do local de consumo.*

- **Geração compartilhada:** *Neste caso, a energia é gerada em um ou mais locais e compensada entre UCs de diferentes titularidades, unidas por meio de um consórcio.*

Ademais, ressalta-se que para a compensação remota, é necessário que as UCs sejam atendidas pela mesma concessionária de distribuição.

O esquema de funcionamento dessa modalidade segue os pontos:

- (1) *A energia gerada pelos módulos solares, em CC, é enviada para os inversores;*
- (2) *Após a conversão para CA, a energia é injetada na rede de distribuição;*
- (3) *A energia é compensada em um local distinto de onde foi gerada.*

Por fim, os dois principais modelos de negócio na categoria GD são: Sistema Próprio e Modelo de Locação.(GREENER, 2022b). A categoria de locação terá um tópico a parte na sequência deste capítulo 2.

2.2.2.1 Sistema próprio

Nesse modelo, uma empresa ou um indivíduo serão os proprietários de uma usina e, então, usarão o SCEE para si próprios.

Nesse caso, se a entidade não possuir expertise para construir sua própria usina, então, ela poderá contratar uma empresa prestadora de serviços em energia solar, num tipo de

contrato chamado *Engineering, Procurement and Construction* (EPC). Nele, essa empresa será responsável por dimensionar o sistema FV, entregar os materiais necessários e executar a obra. (SILVA, 2023).

2.3 Modelo de locação de usinas solares

Como principal motivador deste trabalho, esse modelo de negócio será exposto com mais detalhes neste tópico.

Nessa categoria, o proprietário da usina solar não será o consumidor final da energia gerada. Dessa forma, ele irá alugar sua unidade geradora para um terceiro.

Um dos pontos mais importantes sobre esse modelo é a regulamentação nacional, que proíbe a comercialização de excedentes de energia oriundos de projetos de GD. Atualmente, pela Lei N° 14.300 de 2022, proprietários de usinas de GD poderão participar de chamadas públicas promovidas por concessionárias de distribuição e, assim, comercializar seus excedentes. Porém, em outros cenários, os negócios caracterizados como venda de energia são vetados. (BRASIL, 2022). No entanto, pela chamada Lei do Inquilinato, é possível alugar o terreno no qual a usina está localizada, com preços predeterminados pelas partes. (BRASIL, 1991). Dessa maneira, é possível desenvolver um contrato de locação da usina solar de longa duração, baseando-se na modalidade de compensação remota, onde um consórcio poderá compartilhar excedentes gerados.

Portanto, nota-se a diferença deste modelo em GD com o modelo chamado de PPA em GC. Apesar de terem similaridades na essência do negócio, possuem regulamentações distintas e, conseqüentemente, outras formas de gerar receita.

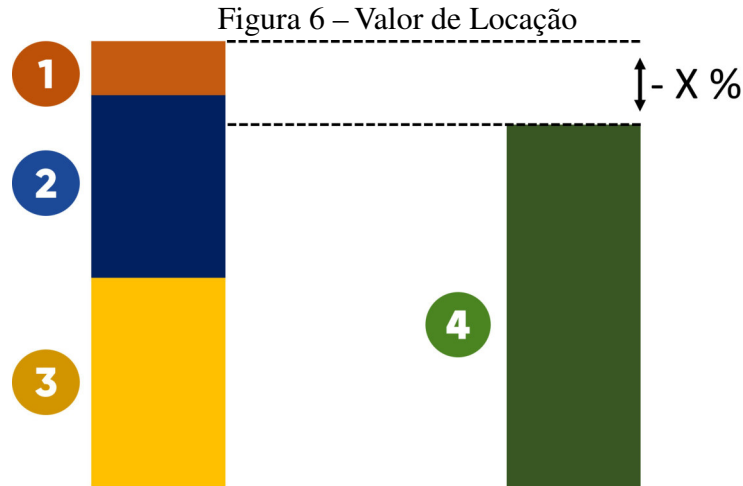
2.3.1 Precificação

Como citado anteriormente, é proibida a comercialização da venda de energia no que diz respeito aos projetos em GD. Portanto, não é possível firmar contratos com precificações em Reais por unidade de energia consumida, por exemplo.

Dessa maneira, nesse modelo de negócio, faz-se necessário acordar previamente o preço da tarifa que será pago pela locação da usina. Então, a definição desses valores, normalmente, é baseada no preço pago atualmente pela tarifa de energia do consumidor cativo, ou potencial cliente. Com esse dado, aplica-se um desconto, negociado entre as partes, determinando

o valor da mensalidade do aluguel da usina. Percebe-se que com esses valores fixados de maneira predeterminada, o negócio não é caracterizado como venda de energia.

Logo, é necessário o conhecimento da composição da tarifa de energia para, posteriormente, aplicar um desconto. A figura a seguir expõe tal situação:



Fonte: Adaptado de (GREENER, 2022a)

A tarifa paga, usualmente, pelo consumidor cativo, sem bandeira tarifária, é representada pela barra da esquerda. Nela podemos identificar os pontos 1, 2 e 3 referentes:

- (1) *Aos tributos. Neles estão inclusos o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (CONFINS);*
- (2) *A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Essa tarifa cobre os custos com os fios, os postes e os demais equipamentos utilizados pelo serviço de distribuição. (ENEL, 2021b);*
- (3) *A Tarifa de Energia (TE). Enfim, essa é a tarifa realmente associada ao preço da energia.*

A partir do montante composto pelos itens anteriores, compreende-se a tarifa final do consumidor cativo. Assim, ao negociar os termos do contrato de locação da usina solar, aplica-se um desconto de **X%** desse montante, resultando no valor do item (4) da barra da direita.

Com isso, entende-se que o modelo de locação poderá gerar caixa com uma frequência mensal, tornando tal projeto um potencial ativo de um investidor.

2.3.2 *Sociedade de Propósito Específico*

Como citado em tópicos passados, um sistema de compensação remoto requer que titularidade da UC geradora de energia seja a mesma da UC compensada. Ou, no caso de mais de uma usina, seja feita um consórcio entre as UCs.

Dessa maneira, percebe-se a necessidade da criação de uma entidade comum ao locatário e ao locador da usina solar. Tal entidade é conhecida como *Sociedade de Propósito Específico* (SPE). Essa união é uma organização legal, que representa a criação de uma nova empresa com um propósito específico e, em geral, com um prazo de existência determinado. (RIBEIRO, 2022). No caso do modelo em questão esse prazo será a duração do contrato de locação. Destaca-se também que apesar dessa entidade ser comum a ambas as partes, normalmente, a empresa locadora é a detentora majoritária da SPE.

Além disso, a existência dessa "nova empresa", trará segurança aos envolvidos, garantindo que os recursos aportados na SPE são direcionados exclusivamente para a execução do projeto em questão. (ABGD, 2019)

2.3.3 Investimento inicial e custos operacionais

Como parte inicial da concepção de uma usina solar, estima-se os custos iniciais necessários para o investimento. Define-se os desembolsos diretos e indiretos com a construção do projeto, ou seja, compra de equipamentos, realização de obras ou investimentos ambientais, como Capital Expenditure (CAPEX). (EPE, 2022). Normalmente, esse montante está diretamente relacionado ao porte de geração da usina, sendo estimado, muitas vezes, na unidade Reais/Wp. Além disso, durante as fases de pré-construção, costuma-se estimar os gastos com projetos, estudos e licenciamento. Tais investimentos iniciais são aportados apenas no período anterior ao início do contrato, ou seja, no chamado "ano zero" de operação da usina.

Após a estimativa dos custos de implementação do projeto, faz-se uma previsão dos custos operacionais. Tal montante, costuma estar associado ao termo *Operational Expenditure* (OPEX), que representa os gastos fixos e variáveis de *Operação e Manutenção* (O&M) da usina. Tais gastos são essenciais, pois são responsáveis por manter o rendimento da geração, por meio de serviços de manutenção (corretiva, preventiva e de sítio) e monitoramento. Normalmente, considera-se o OPEX como uma pequena porcentagem do valor do CAPEX e é um valor a ser pago durante toda a duração do contrato. (GREENER, 2022b).

2.3.4 Demais gastos

Além dos custos citados, outros gastos podem ser considerados a depender da situação do projeto, como por exemplo:

- **Seguro:** Tal custo é uma opção recomendada ao investidor, já que o trará segurança

em relação a possíveis casos de incêndio, roubos ou fenômenos naturais. (SANTOS, 2023).

- **Aluguel do terreno:** Esse custo dependerá se o futuro proprietário da usina é detentor do terreno de construção do projeto. Se não for o caso, então será necessário buscar um terreno e alugá-lo pelo período de duração do contrato.

- **Custo administrativo:** Considerando a SPE criada para o projeto, entende-se que será necessário administrá-la ao longo dos anos do acordo. Assim, dependendo do porte da usina e das condições contratuais, será necessário ter equipes de gestão do ativo, principalmente, no que diz respeito a aspectos contábeis e comerciais. (GREENER, 2022b).

2.3.4.1 TUSD G

Por fim, é necessário considerar os custos de utilização do sistema de distribuição para injetar energia na rede. Tal cobrança é chamada de *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Geração* (TUSD G) e é exigida pela Lei N°14.300/2022.

Anteriormente, com a Resolução Normativa n°482/2012, o valor da TUSD para a geração era o mesmo para o consumo. Porém, com a sanção da lei anterior, foi possível a definição de cobranças diferentes. Atualmente, o valor da TUSD G é bastante inferior ao da TUSD tradicional de consumo, o que representa um avanço para o setor solar, atraindo mais investidores, por aumentar a rentabilidade dos projetos. A cobrança dessa tarifa é realizada seguindo o cálculo (GREENER, 2023a):

$$Demanda contratada [KW] \times TUSD G [Reais/kW] \quad (2.3)$$

(Grupo A)

Ou

$$Potência Injetada - Consumida [KW] \times TUSD G [Reais/kW] \quad (2.4)$$

(Grupo B)

Observa-se que para os consumidores ditos do Grupo A, ou aqueles atendidos em média ou alta tensão, a cobrança da TUSD G é feita com base na demanda contratada, ou seja, no valor máximo estabelecido de capacidade que a distribuidora deve fornecer ao consumidor. Em usinas desse grupo, a potência injetada na rede não pode ultrapassar a demanda contratada.

Já para os consumidores do Grupo B, ou aqueles atendidos em baixa tensão, a cobrança é mais simplificada e é baseada diretamente no valor de potência excedente. Se não houver consumo no local, ou seja, se for o caso de uma compensação remota, considera-se que a potência consumida é igual a zero.

2.3.5 Variáveis econômicas e indicadores financeiros

Os aspectos econômicos e financeiros serão os responsáveis por calcular e indicar a viabilidade de um investimento. Com o conhecimento de premissas iniciais de um projeto e do modelo de negócio ilustrado nos últimos tópicos, é possível planificar um fluxo de caixa, ou seja, o conjunto de entradas e saídas geradas ao longo dos anos de contrato. A partir disso, geramos alguns indicadores, dentre os mais utilizados para esse fim, citamos: *Valor Presente Líquido (VPL)*, *Taxa Interna de Retorno (TIR)* e *Payback ou tempo de retorno (PB)*.

- **VPL:** Representa a diferença entre os fluxos de caixas futuros e o estado inicial do caixa, ou seja, o investimento inicial. Esse indicador poderá indicar a viabilidade de um projeto. Caso seu valor seja positivo, então o investimento trará a lucratividade mínima esperada, do contrário, o investimento não é viável. (FERNANDO, 2023b). A equação seguinte expõe sua metodologia de cálculo:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad (2.5)$$

Onde,

t: Um dado período considerado, normalmente, um ano específico;

T: Número de períodos em análise;

C_t: Fluxo de caixa relativo ao período *t*;

C₀: Fluxo de caixa relativo ao período zero, ou seja, o investimento inicial;

i: É uma dada taxa de retorno. Normalmente, essa taxa depende da estratégia do investidor.

Como estratégia de um investidor, é comum realizar comparações com as taxas de retorno de investimentos mais conservadores e assim utilizá-las como referência para o cálculo do VPL. Essa referência é chamada de *Taxa Mínima de Atratividade (TMA)* e muitos investidores

usam como base a taxa básica de juros, ou a taxa do *Sistema Especial de Liquidação e de Custódia* (SELIC). Isso ocorre pois os títulos atrelados à SELIC são considerados os tipos de investimento mais seguros no mercado brasileiro. (REIS, 2021).

- **TIR:** Representa a taxa de retorno que levará à um VPL igual a zero e indicará diretamente a lucratividade de um potencial investimento. Logo, quanto maior a TIR, maior é a atratividade do projeto. A equação seguinte expõe seu cálculo: (FERNANDO, 2023a).

$$\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} - C_0 = 0 \quad (2.6)$$

Onde,

t: Um dado período considerado, normalmente, um ano específico;

T: Número de períodos em análise;

C_t: Fluxo de caixa relativo ao período *t*;

C₀: Fluxo de caixa relativo ao período zero, ou seja, o investimento inicial.

Entende-se que se a TIR for menor do que a TMA, então, o investimento não é recomendado.

- **PB:** O período de Payback, ou período de retorno, indicará em quanto tempo o fluxo de caixa acumulado atingirá o valor zero. Em outras palavras, em quanto tempo o custo do investimento inicial será recuperado (KAGAN, 2023).

Por fim, dois últimos conceitos econômicos serão necessários para a estruturação do fluxo de caixa, a inflação e a depreciação.

- **IPCA:** Um dos índices mais tradicionais de inflação é o *Índice de Preços ao Consumidor Amplo* (IPCA). Tal índice mede os níveis de variação dos preços de produtos e serviços no país. Logo, ao longo dos anos de contrato, certamente, os gastos operacionais de uma usina solar, por exemplo, irão variar de acordo com essa taxa.. (INFOMONEY, 2022).

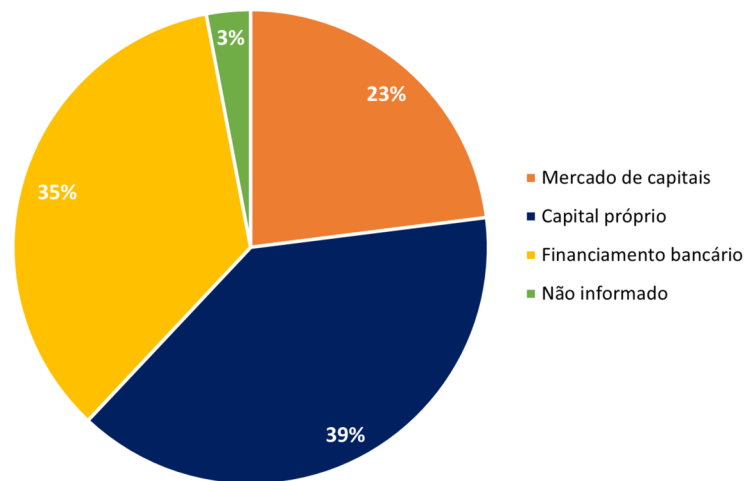
- **Depreciação:** Representa uma taxa que atualiza de forma padronizada o valor de um ativo ao longo do tempo. Dessa forma, conforme um bem é utilizado, devido ao desgaste, ele vai perdendo valor. Esse conceito é importante, pois para fins contábeis, é necessário declarar o valor patrimonial de uma empresa. (REIS, 2023). Além disso, se ao final do contrato, o investidor optar por vender a usina, ele poderá ter uma base de quanto vale seu projeto no término das

relações de aluguel, o que que é chamado de valor residual.

2.3.6 Captação de recursos e alavancagem

Para a realização do investimento inicial, as três principais formas de captação de recursos no mercado de usinas em GD, segundo pesquisas de (GREENER, 2022b), seriam:

Figura 7 – Captação de recursos



Fonte: Adaptado de (GREENER, 2022b)

Percebe-se, que a principal fonte de captação de recursos pelos investidores é a utilização de capital próprio. Porém, nota-se que também muito são usadas as seguintes duas modalidades de captação de recursos por terceiros.

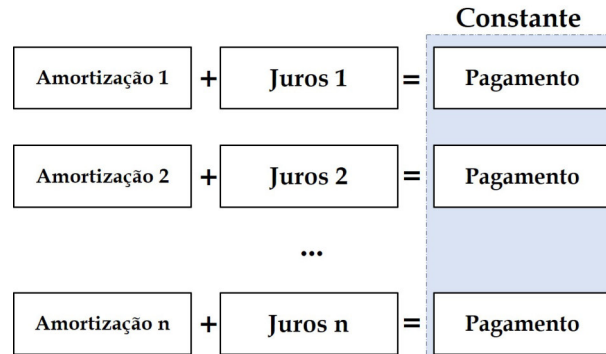
(i) **Financiamento bancário:** A opção por um financiamento pode ser uma estratégia interessante, dependendo das taxas de juros. Dessa forma, é possível que a contração de dívidas gere valor a um investimento, ao reduzir o valor do aporte inicial no projeto.

Normalmente, essa dívida poderá ser paga ao longo dos anos de duas formas principais: *Sistema Francês de Amortização (Price)* e *Sistema de Amortização Constante (SAC)*. Para entendê-las, é necessário ter conhecimento do que seriam amortização e prestação de juros.

O primeiro termo é referente às prestações relativas ao valor real da dívida contraída, já o segundo, é um valor a mais a ser pago, e está associado aos juros adquiridos, sendo diretamente atrelado ao saldo devedor. Assim, os pagamentos relativos ao financiamento serão compostos por esses dois valores.

No sistema Price, o valor total a ser pago (Amortização + Juros) será constante, porém com as prestações de amortização crescentes e as prestações de juros decrescentes.

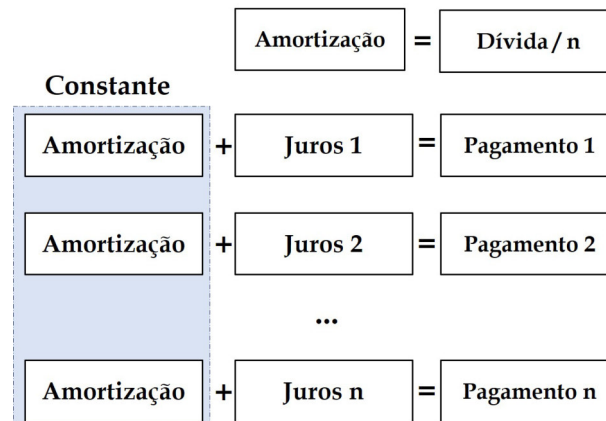
Figura 8 – Esquemático sistema PRICE



Fonte: Autor.

E por fim, no sistema SAC, o valor da amortização é que será constante, sendo igual a dívida contraída dividida pelo número de períodos n de pagamento. Nesse caso, as prestações totais variam em função da diminuição dos juros. (Banco Inter, 2023).

Figura 9 – Esquemático sistema SAC



Fonte: Autor.

Em financiamentos bancários, as duas principais instituições financiadoras de projetos solares são o *Banco do Nordeste* (BNB) e *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES). (CATRO; KAWASHIRA, 2020).

(ii) **Mercado de capitais:** Pela Figura 7, percebe-se também grande representatividade dessa modalidade, que está, principalmente, atrelada aos títulos chamados de Debêntures.

Esses títulos são emitidos por empresas interessadas na captação de recursos e são negociados no mercado de capitais. Assim, como um empréstimo, ou financiamento, essa estratégia tornará o interessado na captação, um credor, com obrigações de pagamento da dívida a uma certa taxa de juros. (INFOMONEY, 2022).

- **Alavancagem:** Por fim, ressalta-se que o processo de captação de recursos por terceiros é conhecido como alavancagem. Assim, a influência da aquisição da dívida resultará em uma performance diferente do fluxo de caixa e, conseqüentemente, os indicadores, como a TIR, serão diferentes, podendo, inclusive, apresentarem desempenhos inferiores a opção sem alavancagem, a depender das condições do endividamento. (PREFEITURA DE SUZANO, 2020).

2.3.7 *Riscos*

Como último tópico relativo ao modelo de locação de usinas solares, apresenta-se alguns dos principais riscos do investimento. (GREENER, 2022b).

- **Concorrência:** Certamente, as regiões que apresentam maior atratividade irão atrair mais investidores, o que aumentará a concorrência por acordos com os clientes locais. Dessa forma, nessas regiões, ocorrerá uma pressão maior pelo aumento dos descontos praticados nas tarifas e, conseqüentemente, menores taxas de retorno.

- **Variações cambiais:** A flutuação de moedas, principalmente o dólar, impacta diretamente o valor de CAPEX, devido, principalmente, ao fornecimento de equipamentos como módulos e inversores.

- **Reajustes tarifários e variações na inflação:** A depender da situação do mercado, certamente, variações no preço das tarifas e dos custos de serviços, ou equipamentos, podem ocorrer ao longo dos anos de contrato, comprometendo, gravemente, a rentabilidade prevista inicialmente pelo projeto.

3 ESTUDO DE CASO

Para a modelização prática do negócio de locação de usinas solares, propõe-se o seguinte estudo de caso.

A situação analisada tem como premissa uma empresa A entrante em negócios em GD solar e que está analisando possíveis clientes e, assim, monitora licitações privadas no Brasil em 2023. Além disso, a empresa usa como referência para um possível investimento a taxa do tesouro SELIC como mínimo retorno esperado a longo prazo.

Dessa forma, de acordo com o Relatório Focus, presente em Anexo A, a taxa SELIC é avaliada em 12,5% ao ano. (Banco Central do Brasil, 2023). E considerando a possibilidade de resgate antecipado (até 360 dias) do investimento, aplica-se a alíquota de 20% de *Imposto de Renda (IR)* a essa taxa. (TESOURO DIRETO, 2021). Assim, a empresa usa como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o seguinte cálculo:

$$Rentabilidade\ real = Rentabilidade\ bruta * (1 - IR) \quad (3.1)$$

$$TMA = 12,5\% * (1 - 20\%) = 10,0\%$$

Com isso, a empresa começa a estudar a possibilidade de participar de uma licitação privada de uma empresa B no estado do Ceará. O projeto proposto inclui as seguintes condições em autoconsumo remoto:

Tabela 2 – Licitação empresa B no Ceará

Edital (Locação de usina solar)	
Local	CE
Desconto na tarifa	20%
Duração de Contrato	10 anos
Nº de UCs	30
Consumo anual (kWh)	4985700
Subgrupo	B3

Fonte: Autor

Assim, a empresa B, possível locatária, realiza seus serviços em 30 unidades consumidoras, possuindo um consumo médio anual de 4985700 kWh. Dessa forma, a companhia deseja abastecer toda a sua rede por meio de GD solar, como estratégia para redução de gastos nos próximos 10 anos, além de buscar atingir suas metas de sustentabilidade. O desconto de

20% no valor da tarifa é aplicado sem considerar bandeiras tarifárias. Portanto, a usina deverá ser construída em 2023 e começará a operar em 2024.

Além disso, após o período de contrato, a empresa A, locadora da usina, poderá vender esse ativo, não necessariamente para a empresa B, pelo valor residual.

3.1 Premissas Cliente no Estado do Ceará

Os parâmetros locais utilizados para a modelização do projeto são a irradiação e a empresa distribuidora. Por meio de relatórios coletados em (World Bank Group, 2023), presentes em Anexo C, considera-se a irradiação 2204,4 kWh/m² ao ano, para um terreno escolhido aleatoriamente no Ceará. E, por fim, principalmente, para a precificação da tarifa do aluguel, utilizou-se os dados tarifários relativos a empresa distribuidora ENEL Ceará.

3.1.1 Custos iniciais e operacionais

Assim, juntamente com os dados da empresa B, é possível dimensionar o porte da usina necessária. Utilizou-se 27,1% como o valor das perdas, tomando o trabalho de (DIANTARI; PUJOTOMO, 2016) como referência para tal magnitude. Dessa forma,

$$Capacidade [kWp] = \frac{Consumo [kWh]}{Irradiância [kWh/m^2.ano] * (1 - Perdas [%])} \quad (3.2)$$

$$Capacidade [kWp] = \frac{4985700 [kWh]}{2204,4 [kWh/m^2.ano] * (1 - 27,1\%)}$$

$$Capacidade = 3102 kWp, \text{ ou } 3,1 MWp$$

Ainda,

$$Capacidade [kW] = \frac{Capacidade [kWp]}{1 + Fator de overload} \quad (3.3)$$

$$Capacidade [kW] = \frac{3102 [kWp]}{1 + 25\%}$$

$$Capacidade = 2482 kW$$

Além disso, escolheu-se o módulo identificado na tabela seguinte para o projeto. O Datasheet desse equipamento está disponível em Anexo B.

Tabela 3 – Referência de equipamento para o projeto

Módulo Solar	
Nome	HiKu6 Mono
Fabricante	CanadianSolar
Potência (Wp)	545
Área (m²)	2,56
Perda de eficiência 1ºano	2,00%
Perda de eficiência após 1ºano	0,55%

Fonte: Adaptado de (CanadianSolar, 2020)

Levando em conta a aplicação desse equipamento, nota-se que serão necessários 5693 módulos para a usina em um terreno de 1,9 ha. Tal quantidade de módulos vem da simples divisão da potência total necessária pela potência de uma unidade de módulo. Já para a área, multiplica-se o último resultado pela área de uma unidade de módulo, e considera-se um adicional de 30%, devido aos espaçamentos entre os equipamentos. Ademais, levou-se em consideração que a companhia A, não dispõe dessa área, devendo, então, alugar um terreno para a construção do projeto.

Então, com os dados obtidos anteriormente, é possível calcular os custos iniciais e operacionais. Utiliza-se a tabela a seguir como premissa para os cálculos.

Tabela 4 – Premissas para cálculo de gastos

Parâmetros de gastos	
CAPEX (BRL/Wp)	4,1
OPEX	2% do CAPEX
Aluguel do terreno (BRL/mês por ha)	1100
Seguro	1% do CAPEX

Fonte: Autor

A partir dos dados anteriores, temos como gastos previstos:

- **CAPEX:** R\$ 12.720.145,00.
- **OPEX/ano:** R\$ 254.403,00.
- **Aluguel/ano:** R\$ 24.991,00.
- **Seguro/ano:** R\$ 127.102,00.

3.1.1.1 Financiamento

A captação de recursos por terceiros como estratégia de alavancagem será levada em consideração. Para este estudo, escolheu-se a opção do financiamento. Para isso, utiliza-se como referência as condições do (BNDES, 2023):

Tabela 5 – Condições de financiamento BNDES

Financiamento	
Alavancagem	70% do CAPEX
Juros	12,27%
Amortização	SAC

Fonte: Autor

O período de amortização negociado será de 10 anos. Logo, a dívida de R\$ 8.904.102,00 será quitada no final da relação de locação.

3.1.2 Precificação da tarifa

Para adotarmos uma tarifa base para o valor de cobrança do aluguel, é necessário calcular qual a tarifa paga pelo potencial cliente.

Sabe-se que a empresa B, é considerada um consumidor cativo do grupo B. Dessa maneira, consome energia em baixa tensão, proveniente da distribuidora local. A partir disso, é possível verificar, por meio das tabelas tarifárias presentes em Anexo D, os valores de TE, TUSD e TUSD G. Para este caso temos: (ANEEL, 2023)

Tabela 6 – Tarifas Companhia Energética do Ceará, Subgrupo B3 - Convencional (2023)

Tarifas 2023	
TE (BRL/kWh)	0,29882
TUSD (BRL/kWh)	0,44491
TUSD G (BRL/kW)	11,67
PIS/CONFINS	9,25%
ICMS	18%

Fonte: Autor

Dessa forma, a tarifa total paga pelo cliente é calculada por:

$$Tarifa\ Bruta = \frac{TE + TUSD}{(1 - PIS/CONFINS) * (1 - ICMS)} \quad (3.4)$$

$$\text{Tarifa Bruta} = \frac{0,29882 + 0,44491}{(1 - 9,25\%) * (1 - 18\%)}$$

$$\text{Tarifa Bruta} = 0,999436 \text{ BRL/kWh}$$

De acordo com as condições contratuais propostas na licitação, a tarifa a ser paga mensalmente pela empresa B, será 20% menor, resultando em 0,799548 BRL/kWh. Contudo, devido a regulamentação, essa tarifa não poderá ser cobrada neste formato, devendo ser fixada no contrato e baseada na produção anual prevista. Ou seja, com uma produção de energia inicial igual a 4985700 kWh/ano, a cobrança pelo aluguel será dada pela multiplicação dos dois valores.

É válido lembrar que a empresa A, como entidade geradora e proprietária da usina, terá de pagar pelo uso do sistema de distribuição para injetar energia. Essa cobrança é baseada na potência injetada na rede, ou seja, em CA. Então, o cálculo para a TUSD G, realiza-se de forma similar a tarifa convencional:

$$\text{TUSD G Bruta} = \frac{\text{TUSD G}}{(1 - \text{PIS/CONFINS}) * (1 - \text{ICMS})} \quad (3.5)$$

$$\text{TUSD G Bruta} = \frac{11,67}{(1 - 9,25\%) * (1 - 18\%)}$$

$$\text{TUSD G Bruta} = 15,68 \text{ BRL/kW}$$

Pela equação 3.3, calculou-se um total de 2482 kW para a potência injetada na rede. Com isso, o encargo associado será a multiplicação da sua tarifa (15,68 BRL/KW) por esse montante. Como observação, a cada ano, o sistema perderá eficiência no ritmo mostrado na Tabela 3. Por isso, o valor da TUSD G irá reduzir no mesmo padrão.

3.1.3 Fluxo de caixa

Finalmente, o fluxo de caixa representará a união de todas as entradas e saídas relativas ao projeto. A tabela 7 resume o modelo aplicado. Porém, é importante caracterizar adequadamente as etapas consideradas. Dentre elas:

- **Receita Bruta:** O valor do aluguel constitui esta etapa. Considera-se que essa tarifa sofrerá um reajuste anual, superior a inflação, assim como ocorre, normalmente, com a tarifa da distribuidora. No modelo, utilizou-se uma elevação anual de 6%.

- **Despesas Anuais:** Com exceção da TUSD G, todas as despesas estão sujeitas a variações atreladas ao IPCA. Na seção A, o relatório Focus, apresenta uma previsão dessa taxa inflacionária até o ano de 2026, o que foi levado em consideração no estudo. Após esse período, utilizou-se a taxa prevista para 2026, 4%. Além disso, considera-se um gasto anual de R\$ 80.000,00 para gestão administrativa do ativo. A soma da receita bruta e das despesas anuais resultará no *Lucro antes dos juros e tributos* (EBITDA).

- **Impostos:** No Brasil existem 3 formas de regimes tributários: o Simples Nacional, o Lucro Presumido e o Lucro Real. (TORRES, 2023). Para o modelo, considera-se a tributação mais simplificada, que seria o Simples Nacional, a qual é aplicável, pois ela é voltada para pequenas empresas. Sua alíquota incide em um valor de 33% da receita bruta.

- **Financiamento:** Como discutido, o resultado do financiamento será analisado como possível estratégia. Sua influência será a aquisição do endividamento no período inicial e as prestações ao longo dos 10 anos de contrato.

- **Investimentos:** Os investimentos serão categorizados em duas partes, pré-construção e construção. A primeira delas abrange os gastos em projetos, estudos e licenciamento, avaliado em R\$ 200.000,00. (GREENER, 2022b). Já a segunda, seria o CAPEX.

- **Valor residual:** No final do contrato, considera-se vender a usina pelo seu valor residual. Esse valor leva em consideração uma taxa de depreciação anual de 3% do ativo, valor inspirado no estudo de (CONSULO *et al.*, 2019). A evolução do valor do ativo está presente na seção Apêndices B. Vale ressaltar, que a depreciação somente foi utilizada para o cálculo do valor residual, e não foi considerada para fins contábeis patrimoniais.

Tabela 7 – Modelização do fluxo de caixa final

Fluxo de Caixa	
(+) Receita Bruta	i. Tarifa de locação
(-) Despesas Anuais	i. OPEX
	ii. Aluguel do terreno
	iii. Seguro
	iv. Custo administrativo
	v. TUSD G
(=) EBITDA	
(-) Juros	*Considerar apenas em caso de financiamento
(-) Amortização	
(-) Impostos	i. Simples Nacional
(=) Lucro líquido	
(-) Investimentos	i. Investimento inicial (CAPEX)
	ii. Projetos, estudos e licenciamento
(+) Liberação de financiamento	*Considerar apenas em caso de financiamento
(+) Valor residual	**Recuperável somente no fim do contrato
(=) Fluxo de caixa final	

Fonte: Autor

3.2 Cenário alternativo

Como cenário alternativo ao proposto inicialmente, imaginou-se uma segunda licitação privada. Porém, esta de uma empresa C em Minas Gerais. A motivação da busca por investimentos neste estado vem da pesquisa realizada em (GREENER, 2022a), a qual aponta Minas Gerais como o estado brasileiro que atraiu mais investimentos em GD remota no ano de 2022.

Dessa maneira, a empresa A analisa essa licitação de um perfil de cliente e de proposições contratuais exatamente iguais ao da empresa B. Porém, para a modelização desse segundo cenário, é necessário verificar os dados da localização da empresa C. De forma resumida, a tabela seguinte unifica essas premissas locais.

Tabela 8 – Parâmetros de Minas Gerais

Cenário Alternativo	
Local	MG
Irradiação (kWh/m ² .ano)	1900,4
Companhia de distribuição	CEMIG D
TE (BRL/kWh)	0,31364
TUSD (BRL/kWh)	0,43542
TUSD G (BRL/kW)	2,71
PIS/CONFINS	9,25%
ICMS	18%

Fonte: Autor

Os demais dados serão considerados, exatamente, os mesmos da modelização anterior. E de modo geral, não existirá mudanças na construção do fluxo de caixa. Porém, uma alteração na forma de calcular a tarifa será necessária. Por meio do Convênio ICMS 68/2022, o estado de Minas Gerais concede benefícios fiscais a MMGD. (HEIN, 2022). Logo, o cálculo da TUSD G, não considerará a alíquota do ICMS.

Assim, com essa pequena consideração, realiza-se o modelo para um possível negócio com a empresa C. Os elementos chaves calculados para esse cenário são:

- **Capacidade instalada CC/CA:** 3599 KWp / 2879 kW
- **CAPEX:** R\$ 14.754.940
- **Tarifa da distribuidora:** 1,006598 BRL/kWh
- **Tarifa de locação:** 0,805279 BRL/kWh
- **TUSD G Bruta:** 2,986226 BRL/kW

4 RESULTADOS

Após a construção do fluxo de caixa, calculou-se os indicadores financeiros de cada situação discutida no capítulo anterior. Os valores do modelo usados para geração da TIR, do VPL e do PB estão disponíveis em Apêndice A.

4.1 Cenário no Estado do Ceará

Com isso, uma possível entrada no projeto da licitação da empresa B, representaria um investimento com as seguintes características:

Tabela 9 – Entrada na licitação da empresa B

Resultados Financeiros (CE)		
Indicadores	Sem alavancagem	Com alavancagem
TIR	15,66%	18,69%
VPL	R\$ 6.506.188	R\$ 4.661.153
PB	6,2	7,5

Fonte: Autor

Dessa forma, percebe-se que os dois resultados de TIR (sem e com alavancagem), são superiores a TMA de 10,0% estabelecida pela empresa A. O que já indicariam investimentos viáveis. Tal resultado reflete a positividade do VPL em ambos os casos.

Ademais, nota-se que a opção sem alavancagem trará um PB de 6,2 anos, prazo mais curto que a opção com captação de recursos por terceiros. Apesar disso, a estratégia de aquisição de um endividamento reduz o aporte inicial da empresa, o que no final do fluxo de caixa, melhora a rentabilidade anual do projeto, apesar das prestações do financiamento. Com isso, a opção de investimento com alavancagem é recomendada nessa situação.

4.2 Cenário no Estado de Minas Gerais

Da mesma forma, para o cenário de uma possível entrada na licitação da empresa C, obteve-se os seguintes resultados:

Tabela 10 – Entrada na licitação da empresa C

Resultados Financeiros (MG)		
Indicadores	Sem alavancagem	Com alavancagem
TIR	16,07%	19,50%
VPL	R\$ 7.620.339	R\$ 5.592.797
PB	6,1	7,2

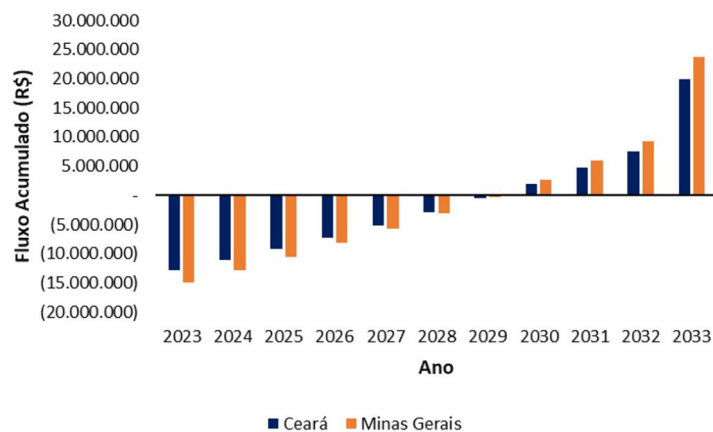
Fonte: Autor

Mais uma vez os dois resultados de TIR (sem e com alavancagem), são superiores a TMA estabelecida pela empresa A, indicando viabilidade para os dois possíveis investimentos. Além disso, a opção alavancada também apresentou uma maior rentabilidade, apesar de maior duração do PB. Por essas razões, a recomendação seria a de utilização da opção com financiamento.

4.3 Comparações de performance e recomendação final

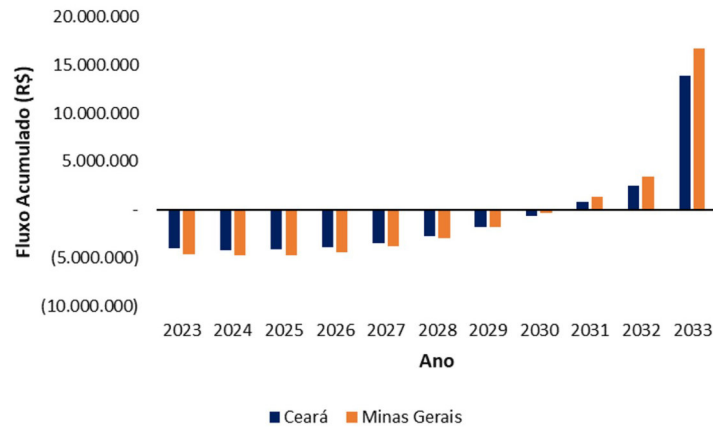
Por fim, a previsão de performance (sem e com financiamento) de cada usina é comparada ano a ano e exposta pelas figuras a seguir.

Figura 10 – Performance sem financiamento



Fonte: Autor

Figura 11 – Performance com financiamento



Fonte: Autor

Certamente, os gastos iniciais em Minas Gerais são maiores, considerando a menor irradiação local, uma usina de maior capacidade instalada é necessária. Porém, com o decorrer o tempo, o caixa gerado supera o projeto no Ceará, justificando a maior rentabilidade, sem e com alavancagem. Dessa forma, considerando as condições contratuais propostas, é recomendado a entrada na licitação da empresa C, realizando um financiamento bancário.

As razões para cada performance simulada podem ser analisadas pela síntese da tabela a seguir:

Tabela 11 – Comparação dos cenários

Parâmetros de cada projeto		
Estado	MG	CE
Irradiação (kWh/m ² .ano)	1900,4	2204,4
Tarifa bruta da distribuidora local (BRL/kWh)	1,006598	0,9994356
TUSD G Bruta (BRL/kW)	2,99	15,68
Capacidade (MWp)	3,6	3,1
CAPEX	R\$ 14.754.940	R\$ 12.720.145
TIR s/alavancagem	16,07%	15,66%
TIR c/alavancagem	19,50%	18,69%

Fonte: Autor

Como destacado, o Ceará apresenta a vantagem de possuir maiores taxas de irradiação, resultando na necessidade de usinas de menor porte. Contudo, a tarifa cobrada pela energia em Minas Gerais é ligeiramente superior e, conseqüentemente, o valor arrecadado pela empresa locadora, será superior.

Além disso, a cobrança da TUSD G é, consideravelmente, inferior em Minas Gerais, não só por possuir um valor da tarifa mais atrativo ao mercado de GD, como por possibilitar benefícios fiscais neste setor.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Como discutido, o Brasil, como um país com recursos solares abundantes, testemunhou várias mudanças regulatórias nas últimas décadas, levando a um crescimento notável nos negócios de Geração Distribuída e Geração Centralizada. Isso representa oportunidades potenciais para investidores interessados no setor de energia solar.

Ao longo deste estudo, analisou-se as regulamentações atuais e as tendências de mercado relacionadas à locação de usinas solares em cidades brasileiras. Esses procedimentos consistiram na maior dificuldade do estudo, já que as regulamentações, muitas vezes, não são tão claras e passam por diversas novas alterações com o decorrer dos anos.

5.1 Considerações sobre o estudo de caso

Com isso, realizou-se um estudo de caso abrangente para avaliar a lucratividade de investimentos no modelo de locação de usinas solares, levando em consideração fatores locais e opções de captação de recursos por terceiros. Como resultados, demonstrou-se retornos positivos sobre o investimento, principalmente com a realização de financiamentos bancários, com indicadores financeiros favoráveis indicando a lucratividade potencial de projetos nos estados do Ceará e de Minas Gerais.

Porém, observou-se que nas condições simuladas nesse modelo, os valores tarifários contribuíram de forma mais expressiva para melhores resultados financeiros. Dessa forma, regiões com menores taxas de irradiação, como o estado de Minas Gerais em comparação com o estado do Ceará, podem ser mais atrativas, já que o serviço de distribuição nesse estado do sudeste cobra valores mais elevados de energia aos consumidores cativos. Consequentemente, a receita gerada a em uma possível locação de usinas será maior, favorecendo as entidades locadoras.

Destaca-se também a dificuldade de modelização do negócio a longo prazo ao consideramos as variações da previsibilidade de índices econômicos, como o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) e a taxa Selic (Taxa Básica de Juros).

Por fim, a viabilidade desses investimentos no Brasil é evidente. À medida que o mundo continua a adotar fontes de energia renováveis, especialmente a energia solar, o Brasil se destaca como um mercado promissor para investidores que buscam empreendimentos sustentáveis e lucrativos no setor de energia.

5.2 Recomendações de trabalhos futuros

Inicialmente, identifica-se como possível continuidade deste estudo a utilização de métodos mais refinados de dimensionamento de usinas, utilizando, por exemplo, softwares especializados do setor.

A modelização mais detalhada do fluxo de caixa, com levantamento preciso de gastos como aquisição de equipamentos ou aluguel de terrenos, também seria interessante, além de trazer resultados ainda mais realistas. Porém, seria necessário algum tipo de fornecimento de dados diretamente de alguma empresa do mercado FV.

Além disso, é recomendável a simulação de outros diferentes cenários, considerando condições contratuais alternativas. Diferentes durações de contrato, descontos aplicados à tarifa ou termos de financiamento, como taxa de juros e alavancagens, são aspectos que merecem ser explorados. Essas simulações proporcionariam uma compreensão mais abrangente dos impactos financeiros e estratégicos da locação de usinas solares, permitindo a identificação de opções mais vantajosas, a otimização do retorno do investimento e a mitigação de riscos financeiros.

Por fim, destaca-se a possibilidade de desenvolver futuramente análises sobre o impacto das mudanças regulatórias sobre a rentabilidade dos projetos.

REFERÊNCIAS

- ABGD. **Aspectos Jurídicos na estruturação de investimentos e projetos**. Brasil, 2019. (Geração Distribuída).
- ABSOLAR. **Panorama of solar photovoltaic in Brazil and in the world**. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/market/infographic/>. Acesso em: 01 mai. 2023.
- AKWA, J. V.; KONRAD, O.; KAUFMANN, G. V.; MACHADO, C. A. **Energy and Buildings: Evaluation of the photovoltaic generation potential and real-time analysis of the photovoltaic panel operation on a building facade in southern brazil**. [S. l.: s. n.], 2014. v. 69. 426–433 p.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. [S. l.], 2012.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 954, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2021**. [S. l.], 2021.
- ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 05 jun. 2023.
- ANEEL. **Perdas de Energia**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>. Acesso em: 05 jun. 2023.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.185**. Brasil, 2023.
- Banco Central do Brasil. **Focus - Relatório de Mercado**. 2023. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/19052023>. Acesso em: 01 mai. 2023.
- Banco Inter. **Tabela Price e SAC: como elas impactam o financiamento imobiliário**. 2023. Disponível em: <https://blog.bancointer.com.br/tabela-price-e-sac>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- BNDES. **TFB - Taxa Fixa do BNDES**. 2023. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tfb-taxa-fixa-bndes>. Acesso em: 27 mai. 2023.
- BRASIL. **LEI Nº 8.245, DE 18 DE OUTUBRO DE 1991**. [S. l.], 1991.
- BRASIL. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. [S. l.], 2022.
- CanadianSolar. **PHiKu6 Mono - New Preliminary Technical Information Sheet**. 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, 2020.
- CATRO, U.; KAWASHIRA, L. K. **Mercado ACL e sua Financiabilidade**. 2020. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/mercado-acl-e-sua-financiabilidade/>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- CCEE. **adesão**. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>. Acesso em: 05 jun. 2023.
- CONSULO, M. T.; RELVA, S. G.; GIMENES, A. L. V.; UDAETA, M. E. M. Basics on energy economics of renewable power generation projects. **10th International Renewable Energy Congress (IREC)**, IEEE, p. 1–6, 2019.
- COPEL. **Geração distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.copel.com/site/fornecedores-e-parceiros/geracao-distribuida/>. Acesso em: 05 jun. 2023.

DIANTARI, R. A.; PUJOTOMO, I. Calculation of electrical energy with solar power plant design. **2016 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)**, IEEE, p. 443–446, 2016.

DOLLE, C.; RODRIGUES, M.; MOURA, N. **Research Renda Fixa: Setorial de energia solar**. [S. l.]: XP Investimentos, 2022.

ENEL. **Certificado I-REC: o que é esse certificado de energia limpa, como obter e quais são as vantagens**. 2021. Disponível em: <https://www.enelenergialivre.com.br/conteudos/certificado-i-rec-o-que-e-esse-certificado-de-energia-limpa-como-obter-e-quais-sao-as-vantagens/>. Acesso em: 05 jun. 2023.

ENEL. **Entenda melhor as Tarifas TUSD e TE**. 2021. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel/tarifa-te-tusd.html. Acesso em: 05 jun. 2023.

ENERGUIDE. **What is the kilowatt-peak?** 2023. Disponível em: <https://www.energuide.be/en/questions-answers/what-is-the-kilowatt-peak/1409/>. Acesso em: 01 jun. 2023.

EPE. **Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão**. Brasil, 2022. (Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031).

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica : Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. São Paulo, 2014. (PRODUÇÃO DE ENERGIA).

FERNANDO, J. **Internal Rate of Return (IRR) Rule: Definition and Example**. 2023. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp#:~:text=The%20internal%20rate%20of%20return,same%0formula%20as%20NPV%20does>. Acesso em: 15 jun. 2023.

FERNANDO, J. **Net Present Value (NPV): What It Means and Steps to Calculate It**. 2023. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>. Acesso em: 15 jun. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico GD Remota**. Brasil, 2022. (Panorama de Mercado).

GREENER. **Guia do Empreendedor GD**. Brasil, 2022. (A Jornada para o Desenvolvimento e Investimentos na GD Remota).

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. Brasil, 2023. (Lei 14.300 de 2022 | REN 1.059 de 2023).

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**. Brasil, 2023. (Mercado Fotovoltaico).

HABITABILITY. **Entenda o que é ESG e por que ele é muito mais que uma sigla**. 2022. Disponível em: https://habitability.com.br/entenda-o-que-e-esg-e-por-que-ele-e-muito-mais-que-uma-sigla/?utm_source=google_pago&utm_medium=&utm_content=&gclid=CjwKCAjwyqWkBhBMEiwAp2yUFI-BgGe1gAMi_gLMrZsbomunMjnze8vWHCKzBPrAkhPdxvfY1VYfNxoCKRAQAvD_BwE. Acesso em: 05 jun. 2023.

HEIN, H. **Minas Gerais renova isenção de ICMS para energia solar até 2032**. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/minas-gerais-renova-isencao-de-icms-para-energia-solar-ate-2032/>. Acesso em: 27 mai. 2023.

- IEA. **Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024**. 2023. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/67ff3040-dc784255-a3d4b1e5b2be41c8/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf. Acesso em: 01 jun. 2023.
- INFOMONEY. **IPCA: Conheça o principal índice brasileiro de inflação**. 2022. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/guias/ipca/>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- INFOMONEY. **Brasil entra no ranking dos dez maiores países com energia solar do mundo**. 2023. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/negocios/brasil-entra-no-ranking-dos-dez-maiores-paises-com-energia-solar-do-mundo/>. Acesso em: 01 jun. 2023.
- IRENA. **Country Rankings**. 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. Acesso em: 01 jun. 2023.
- KAGAN, J. **Payback Period Explained, With the Formula and How to Calculate It**. 2023. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- KIKUMOTO, B. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/>. Acesso em: 01 mai. 2023.
- MATTOS, G. **Saiba As Diferenças Entre Geração Centralizada E Geração Distribuída De Energia Elétrica**. 2023. Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/geracao-distribuida-e-geracao-centralizada-energia/>. Acesso em: 05 jun. 2023.
- MCTIC. **Acordo de Paris**. 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf. Acesso em: 01 jun. 2023.
- PREFEITURA DE SUZANO. **PROCEDIMENTO DE MANIFESTAÇÃO DE INTERESSE Nº 001/2019 PARA OBTENÇÃO DE ESTUDOS, LEVANTAMENTOS E PROPOSTAS PARA A ESTRUTURAÇÃO DE MODELO DE CONCESSÃO PARA A EXPLORAÇÃO DE SERVIÇOS RELACIONADOS À MODERNIZAÇÃO E GESTÃO SUSTENTÁVEL DE RESÍDUOS SÓLIDOS NO MUNICÍPIO DE SUZANO/SP**. Brasil, 2020. (CADERNO II Análise de Viabilidade Econômico-Financeira).
- REIS, T. **TMA: entenda o que é a Taxa Mínima de Atratividade e como calculá-la**. 2021. Disponível em: <https://www.suno.com.br/artigos/taxa-minima-de-atratividade/>. Acesso em: 16 jun. 2023.
- REIS, T. **Depreciação: como calcular e analisar esse conceito contábil**. 2023. Disponível em: <https://www.suno.com.br/artigos/depreciacao/>. Acesso em: 16 jun. 2023.
- RIBEIRO, P. T. B. **Sociedade de propósito específico: Tudo o que você precisa saber!** 2022. Disponível em: <https://baoribeiro.com.br/blog/sociedade-de-proposito-especifico-spe/>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- SANTOS, G. **Seguro protege painel solar de eventos climáticos, incêndio e roubo; veja preços e como contratar**. 2023. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/minhas-financas/seguro-protege-painel-solar-de-eventos-climaticos-incendio-e-roubo-veja-precos-e-como-contratar/>. Acesso em: 15 jun. 2023.

SILVA, L. A. da. **CONTRATOS DE CONSTRUÇÃO: DA EMPREITADA AOS MODELOS NEGOCIAIS CONSAGRADOS PELO MERCADO**. 2023. Disponível em: <https://poletto.adv.br/contratos-de-construcao-da-empresitada-aos-modelos-negociais-consagrados-pelo-mercado/>. Acesso em: 12 jun. 2023.

SIMPLE. **Mercados Livre e Regulado – Entenda a diferença**. 2023. Disponível em: <https://simpleenergy.com.br/mercados-livre-e-regulado/>. Acesso em: 05 jun. 2023.

SOUSA, F. J. R. de. **REGRAS DE PREÇO NO SETOR DE ENERGIA**. Brasil, 2005. (Consultoria Legislativa).

TESOURO DIRETO. **Saiba as regras do investimento**. 2021. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/conheca/regras.htm>. Acesso em: 16 jun. 2023.

THORMANN, A. L.; CORTIMIGLIA, M. N.; TODESCHINI, B. V. Mapeamento de modelos de negócio de integradores para projetos de energia solar fotovoltaica no brasil. **Brazilian Journal of Production Engineering**, CEUNES/DETEC, v. 3, n. 2, p. 69–88, 2017.

TORRES, V. **Tabela Simples Nacional 2023 completa | Anexos e Alíquotas**. 2023. Disponível em: https://www.contabilizei.com.br/contabilidade-online/tabela-simples-nacional-completa/?utm_device=c&utm_term=&utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=IN_%5BS%5D_DSA_Topo_RNTC_Tier_2&hsa_cam=19118424943&hsa_grp=150903325624&hsa_mt=&hsa_src=g&hsa_ad=638781321261&hsa_acc=1466761651&hsa_net=adwords&hsa_kw=&hsa_tgt=aud-1083774244020:dsa-1928649225745&hsa_ver=3&gclid=CjwKCAjws7WkBhBFEiwAIi1686be-CI4KeO_bQnzjy1jmDI_EjLhXm-21xw7th62ZYyThAyijJQTqhoCBW8QAvD_BwE. Acesso em: 27 mai. 2023.

WBCSD. **Guia para Power Purchase Agreements (PPAs)**. [S. l.], 2020.

World Bank Group. **Global Solar Atlas**. 2023. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map>. Acesso em: 05 mai. 2023.

APÊNDICE A – FLUXO DE CAIXA FINAL

Resultado de Fluxo de caixa simulado para os dois cenários propostos.

O ano 0 de operação é 2023, ano de construção da usina. Os anos subsequentes seriam os anos de locação da usina.

Operating Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Year	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
(Month)	Jul/23	Jul/24	Jul/25	Jul/26	Jul/27	Jul/28	Jul/29	Jul/30	Jul/31	Jul/32	Jul/33
(=) Fluxo de Caixa Final S/ Financiamento											
Net Cash Flow (CE)	(12.920.145)	1.821.156	1.890.530	2.000.536	2.116.805	2.239.688	2.369.557	2.506.803	2.651.838	2.805.100	12.442.773
Cumulative Cash Flow (CE)	(12.920.145)	(11.098.989)	(9.208.460)	(7.207.924)	(5.091.119)	(2.851.431)	(481.873)	2.024.929	4.676.767	7.481.867	19.924.640
(=) Fluxo de Caixa Final C/ Financiamento											
Net Cash Flow (CE)	(4.016.044)	(162.184)	16.483	235.782	461.344	693.520	932.682	1.179.220	1.433.549	1.696.104	11.443.070
Cumulative Cash Flow (CE)	(4.016.044)	(4.178.228)	(4.161.745)	(3.925.963)	(3.464.619)	(2.771.098)	(1.838.416)	(659.196)	774.353	2.470.457	13.913.527
(=) Fluxo de Caixa Final S/ Financiamento											
Net Cash Flow (MG)	(14.954.940)	2.158.375	2.240.661	2.370.650	2.508.024	2.653.198	2.806.608	2.968.717	3.140.009	3.321.000	14.503.753
Cumulative Cash Flow (MG)	(14.954.940)	(12.796.565)	(10.555.903)	(8.185.254)	(5.677.230)	(3.024.032)	(217.424)	2.751.293	5.891.302	9.212.302	23.716.056
(=) Fluxo de Caixa Final C/ Financiamento											
Net Cash Flow (MG)	(4.626.482)	(142.232)	66.830	323.594	587.745	859.695	1.139.882	1.428.766	1.726.835	2.034.602	13.344.131
Cumulative Cash Flow (MG)	(4.626.482)	(4.768.714)	(4.701.884)	(4.378.289)	(3.790.545)	(2.930.850)	(1.790.968)	(362.202)	1.364.633	3.399.235	16.743.367

APÊNDICE B – DEPRECIÇÃO DAS USINAS

O valor do ativo é depreciado a uma taxa de 3% ao ano. Além disso, considerando, também, o valor no tempo do dinheiro, um ativo será influenciado de acordo com as taxas inflacionárias. Assim os resultados do valor residual das usinas é ilustrado pelas tabelas a seguir:

Usina no Ceará

Ano	Inflação IPCA	Valor do Ativo depreciado	Valor Residual/Valor não depreciado
2023	5,80%	R\$ 12.720.145	100%
2024	4,13%	R\$ 13.054.176	97%
2025	4,00%	R\$ 13.185.514	94%
2026	4,00%	R\$ 13.301.547	91%
2027	4,00%	R\$ 13.418.600	89%
2028	4,00%	R\$ 13.536.684	86%
2029	4,00%	R\$ 13.655.807	83%
2030	4,00%	R\$ 13.775.978	81%
2031	4,00%	R\$ 13.897.207	78%
2032	4,00%	R\$ 14.019.502	76%
2033	4,00%	R\$ 14.142.874	74%

Usina em Minas Gerais

Ano	Inflação IPCA	Valor do Ativo depreciado	Valor Residual/Valor não depreciado
2023	5,80%	R\$ 14.754.940	100%
2024	4,13%	R\$ 15.142.405	97%
2025	4,00%	R\$ 15.294.753	94%
2026	4,00%	R\$ 15.429.346	91%
2027	4,00%	R\$ 15.565.125	89%
2028	4,00%	R\$ 15.702.098	86%
2029	4,00%	R\$ 15.840.276	83%
2030	4,00%	R\$ 15.979.671	81%
2031	4,00%	R\$ 16.120.292	78%
2032	4,00%	R\$ 16.262.150	76%
2033	4,00%	R\$ 16.405.257	74%

ANEXO A – PREVISÕES DE: INFLAÇÃO IPCA E SELIC

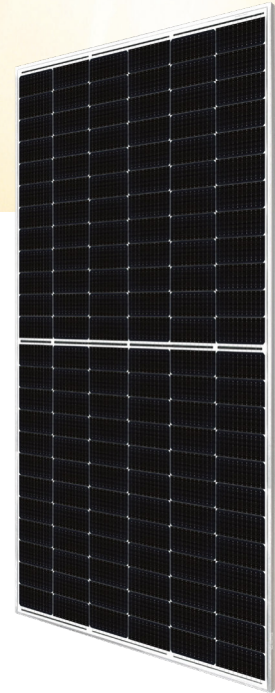
Relatório Focus extraído em (Banco Central do Brasil, 2023). Apresenta a previsão de fatores econômicos como o IPCA e a taxa SELIC para os anos de 2023, 2024, 2025 e 2026.

Expectativas de Mercado										19 de maio de 2023							
										▲ Aumento ▼ Diminuição = Estabilidade							
Mediana - Agregado	2023							2024									
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal *	Resp. **	5 dias úteis	Resp. ***	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal *	Resp. **	5 dias úteis	Resp. ***			
IPCA (variação %)	6,04	6,03	5,80	▼ (1)	153	5,75	118	4,18	4,15	4,13	▼ (3)	148	4,14	114			
PIB Total (variação % sobre ano anterior)	0,96	1,02	1,20	▲ (2)	113	1,24	69	1,41	1,38	1,30	▼ (3)	102	1,24	62			
Câmbio (R\$/US\$)	5,20	5,20	5,15	▼ (1)	122	5,15	80	5,25	5,20	5,20	= (1)	119	5,20	79			
Selic (% a.a)	12,50	12,50	12,50	= (5)	142	12,50	93	10,00	10,00	10,00	= (14)	136	10,00	89			
IGP-M (variação %)	3,03	2,03	1,00	▼ (6)	85	0,53	57	4,16	4,14	4,12	▼ (1)	72	4,02	50			
IPCA Administrados (variação %)	10,71	10,53	9,50	▼ (3)	106	9,44	87	4,50	4,50	4,50	= (6)	89	4,60	73			
Conta corrente (US\$ bilhões)	-48,55	-47,30	-47,06	▲ (6)	37	-47,53	18	-52,50	-52,50	-53,05	▼ (2)	34	-53,05	16			
Balança comercial (US\$ bilhões)	57,70	60,00	60,00	= (3)	35	59,90	18	52,30	54,80	54,60	▼ (2)	31	54,80	14			
Investimento direto no país (US\$ bilhões)	80,00	80,00	80,00	= (21)	31	80,00	15	80,00	80,00	80,00	= (16)	29	80,00	13			
Dívida líquida do setor público (% do PIB)	61,00	60,70	61,00	▲ (1)	29	60,80	14	64,00	64,20	64,70	▲ (3)	26	64,45	12			
Resultado primário (% do PIB)	-1,00	-1,00	-1,00	= (5)	43	-1,06	22	-0,80	-0,80	-0,70	▲ (1)	40	-0,60	20			
Resultado nominal (% do PIB)	-7,85	-7,80	-7,80	= (3)	28	-7,80	13	-7,00	-7,00	-7,00	= (4)	26	-7,00	12			

Mediana - Agregado	2025					2026				
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal *	Resp. **	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comp. semanal *	Resp. **
IPCA (variação %)	4,00	4,00	4,00	= (8)	124	4,00	4,00	4,00	= (9)	115
PIB Total (variação % sobre ano anterior)	1,70	1,70	1,70	= (1)	78	1,80	1,80	1,80	= (7)	72
Câmbio (R\$/US\$)	5,30	5,20	5,20	= (1)	81	5,32	5,30	5,27	▼ (1)	76
Selic (% a.a)	9,00	9,00	9,00	= (15)	110	8,75	8,75	8,75	= (1)	100
IGP-M (variação %)	4,00	4,00	4,00	= (13)	61	4,00	4,00	4,00	= (13)	60
IPCA Administrados (variação %)	4,00	4,00	4,00	= (9)	57	4,00	4,00	4,00	= (12)	52
Conta corrente (US\$ bilhões)	-50,40	-50,40	-50,20	▲ (1)	24	-46,80	-52,50	-52,00	▲ (1)	21
Balança comercial (US\$ bilhões)	54,70	55,00	59,00	▲ (1)	20	52,69	51,58	54,00	▲ (1)	18
Investimento direto no país (US\$ bilhões)	81,50	81,60	81,60	= (1)	21	85,00	85,00	80,00	▼ (1)	18
Dívida líquida do setor público (% do PIB)	67,10	67,00	67,00	= (3)	19	67,20	67,20	67,40	▲ (1)	17
Resultado primário (% do PIB)	-0,37	-0,39	-0,37	▲ (1)	29	-0,20	-0,10	-0,15	▼ (1)	26
Resultado nominal (% do PIB)	-6,10	-6,00	-6,00	= (2)	18	-6,00	-5,75	-5,50	▲ (1)	16

ANEXO B – DATASHEET HIKU6 MONO - CANADIANSOLAR

Segue o Datasheet do módulo utilizado como parâmetro para o dimensionamento das usinas solares do estudo.



HiKu6 Mono

525 W ~ 545 W

CS6W-525 | 530 | 535 | 540 | 545MS

MORE POWER



Module power up to 545 W
Module efficiency up to 21.3 %



Lower LCOE & BOS cost,
cost effective product for utility power plant



Comprehensive LID / LeTID mitigation
technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

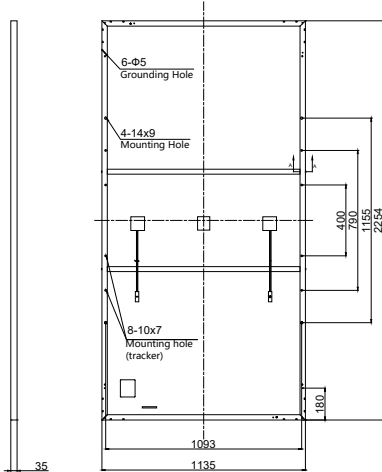
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

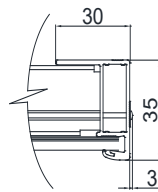
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

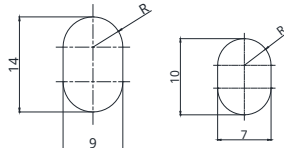
Rear View



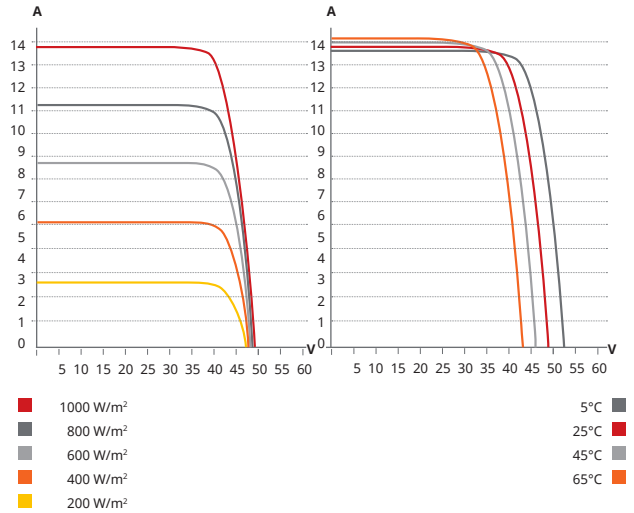
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS
Nominal Max. Power (Pmax)	525 W	530 W	535 W	540 W	545 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.4 V	40.6 V	40.8 V	41.0 V	41.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.00 A	13.06 A	13.12 A	13.18 A	13.23 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.6 V	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V
Short Circuit Current (Isc)	13.75 A	13.8 A	13.85 A	13.9 A	13.95 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS
Nominal Max. Power (Pmax)	392 W	395 W	399 W	403 W	406 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.7 V	37.9 V	38.0 V	38.2 V	38.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.40 A	10.43 A	10.51 A	10.55 A	10.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.9 V	46.1 V	46.3 V	46.5 V
Short Circuit Current (Isc)	11.09 A	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2x (12 x 6)]
Dimensions	2254 x 1135 x 35 mm (88.7 x 44.7 x 1.38 in)
Weight	29.0 kg (63.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, 2 crossbars enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO C – RELATÓRIOS DE IRRADIAÇÃO

Por meio de Global Solar Atlas (World Bank Group) , gerou-se os seguintes relatórios, referentes aos dados de irradiação de localidades escolhidas, aleatoriamente, nos estados do Ceará e Minas Gerais, respectivamente.

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

Beberibe

-04.248265°, -038.145447°

Beberibe, Ceará, Brazil

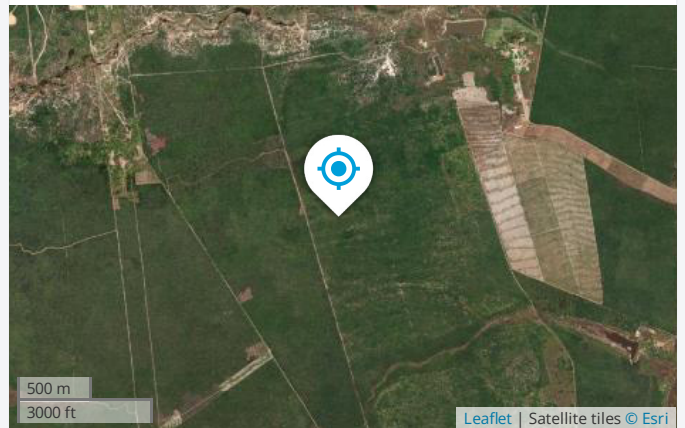
Time zone: UTC-03

🕒 Report generated: 15 Jun 2023

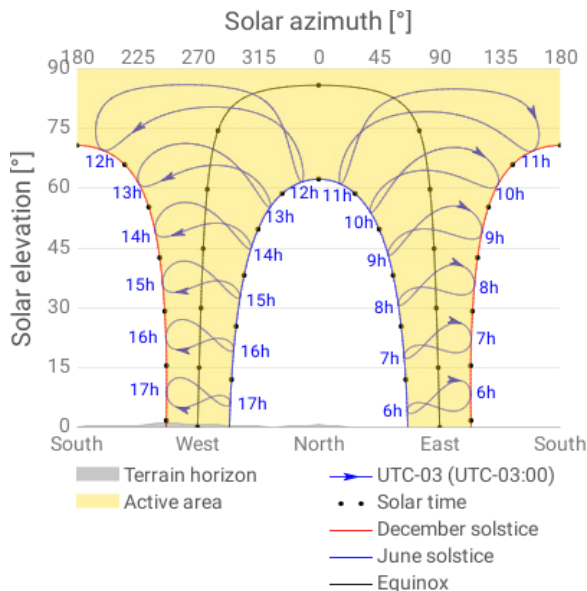
SITE INFO

Map data		Per year	
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1728.9	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1985.3	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	2195.7	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	777.0	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2204.4	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	7 / 0	°
Air temperature	TEMP	27.1	°C
Terrain elevation	ELE	38	m

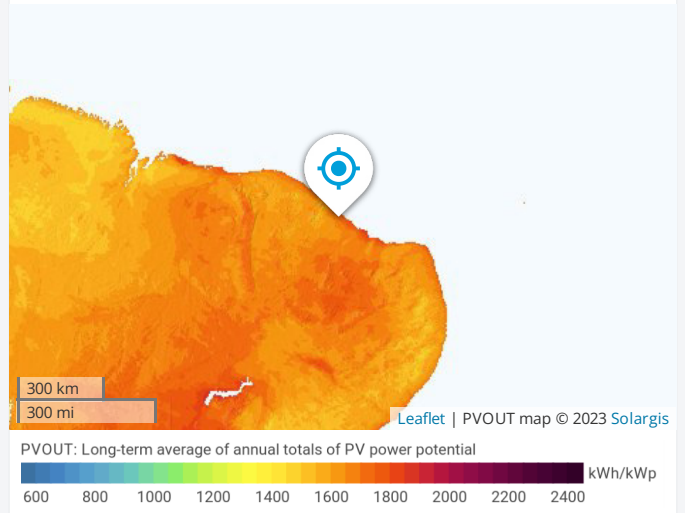
Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

Morro Vermelho

-20.036434°, -043.704071°

unnamed road, Morro Vermelho, Minas Gerais, Brazil

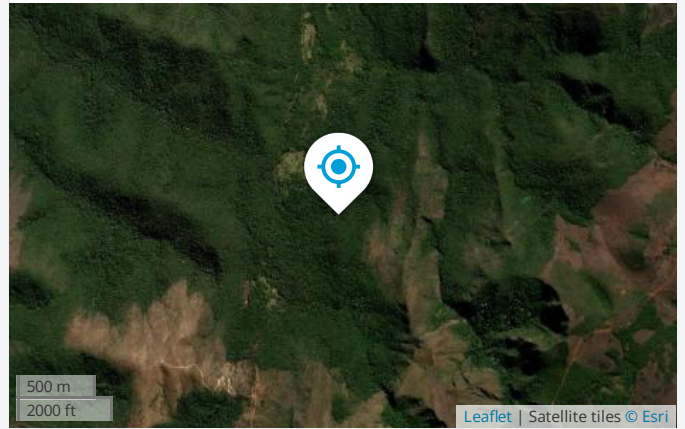
Time zone: UTC-03

🕒 Report generated: 15 Jun 2023

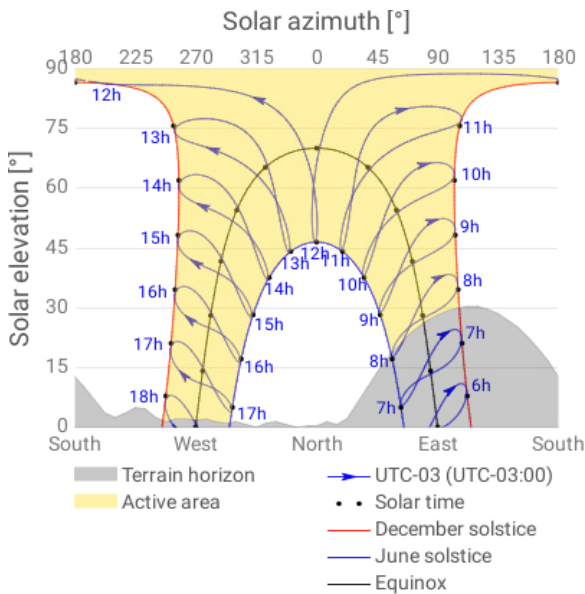
SITE INFO

Map data		Per year	
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1534.9	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1496.2	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1784.5	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	763.0	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1900.4	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	22 / 0	°
Air temperature	TEMP	19.2	°C
Terrain elevation	ELE	1171	m

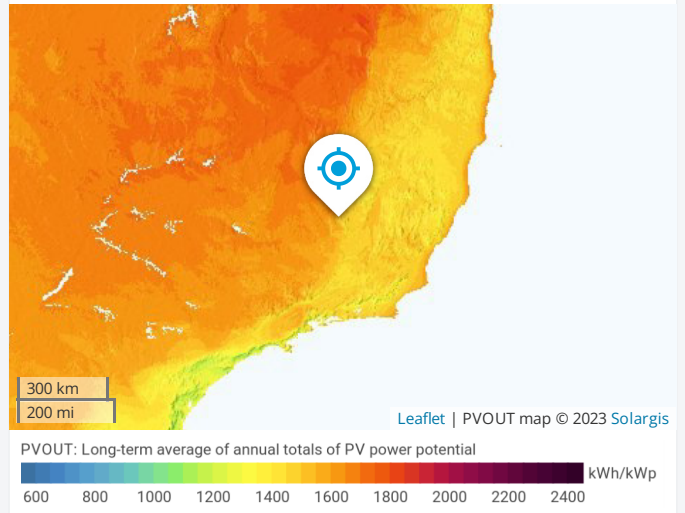
Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



GLOSSARY

Acronym	Full name	Unit	Type of use
DIF	Diffuse horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of diffuse horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
DNI	Direct normal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average yearly, monthly or daily sum of direct normal irradiation (© 2021 Solargis)
ELE	Terrain elevation	m, ft	Elevation of terrain surface above/below sea level, processed and integrated from SRTM-3 data and related data products (SRTM v4.1 © 2004 - 2021, CGIAR-CSI)
GHI	Global horizontal irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global horizontal irradiation (© 2021 Solargis)
GTI	Global tilted irradiation	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation (© 2021 Solargis)
GTI_opta	Global tilted irradiation at optimum angle	kWh/m ² , MJ/m ²	Average annual, monthly or daily sum of global tilted irradiation for PV modules fix-mounted at optimum angle (© 2021 Solargis)
OPTA	Optimum tilt of PV modules	°	Optimum tilt of fix-mounted PV modules facing towards Equator set for maximizing GTI input (© 2021 Solargis)
PVOUT_total	Total photovoltaic power output	kWh, MWh, GWh	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by the total installed capacity of a PV system (© 2021 Solargis)
PVOUT_specific	Specific photovoltaic power output	kWh/kWp	Yearly and monthly average values of photovoltaic electricity (AC) delivered by a PV system and normalized to 1 kWp of installed capacity (© 2021 Solargis)
TEMP	Air temperature	°C, °F	Average yearly, monthly and daily air temperature at 2 m above ground. Calculated from outputs of ERA5 model (© 2021 ECMWF, post-processed by Solargis)

ABOUT

This pdf report (the “Work”) is automatically generated from the Global Solar Atlas online app (<https://globalsolaratlas.info/>), prepared by Solargis under contract to The World Bank, based on a solar resource database that Solargis owns and maintains. It provides the estimated solar resource, air temperature data and potential solar power output for the selected location and input parameters of a photovoltaic (PV) power system.

Copyright © 2021 The World Bank
1818 H Street NW, Washington DC 20433, USA

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this Work, acting on behalf of The World Bank Group. The Work is licensed by The World Bank under a Creative Commons Attribution license (CC BY 4.0 IGO) with a mandatory and binding addition (please refer to the GSA website for full terms and conditions of use <https://globalsolaratlas.info/support/terms-of-use>).

The World Bank Group disclaims all warranties of any kind related to the provision of the Work.

The Work is made available solely for general information purposes. Neither the World Bank, Solargis nor any of its partners and affiliates hold the responsibility for the accuracy and/or completeness of the data and shall not be liable for any errors, or omissions. It is strongly advised that the Work be limited to use in informing policy discussions on the subject, and/or in creating services that better educate relevant persons on the viability of solar development in areas of interest. As such, neither the World Bank nor any of its partners on the Global Solar Atlas project will be liable for any damages relating to the use of the Work for financial commitments or any similar use cases. Solargis has done its utmost to make an assessment of solar climate conditions based on the best available data, software, and knowledge.

Sources: Solar database and PV software © 2021 Solargis

ANEXO D – TARIFAS DOS ESTADOS: CEARÁ E MINAS GERAIS (2023)

Seguem partes das resoluções homologatórias da ANEEL, relativas as tarifas aplicadas nos estados do Ceará (ENEL CE) e de Minas Gerais (CEMIG D) em 2023 para o tipo de consumidor estudado (Subgrupo B3).

Para o Ceará, página 5 da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.185, DE 18 DE ABRIL DE 2023 (ANEEL).

Para Minas Gerais, páginas 11 e 12 da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.202, DE 23 DE MAIO DE 2023 (ANEEL).

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Enel CE).

SUBGRUPO	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	1.172,84	462,43	0,00	1.226,43	476,86
				INT	0,00	755,07	283,94	0,00	787,72	291,45
				FP	0,00	337,30	283,94	0,00	349,02	291,45
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	295,71	0,00	398,09	303,58
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	295,71	0,00	398,09	303,58
	SCEE - BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.172,84	6,53	0,00	1.226,43	33,94
				INT	0,00	755,07	18,88	0,00	787,72	33,94
				FP	0,00	337,30	18,88	0,00	349,02	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	14,75	0,00	398,09	30,62
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	379,71	14,75	0,00	398,09	30,62
B2 ⁽²⁾	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.141,19	462,43	0,00	1.193,19	476,86
				INT	0,00	736,08	283,94	0,00	767,78	291,45
				FP	0,00	330,97	283,94	0,00	342,37	291,45
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	SCEE - BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.141,19	6,53	0,00	1.193,19	33,94
				INT	0,00	736,08	18,88	0,00	767,78	33,94
				FP	0,00	330,97	18,88	0,00	342,37	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.172,84	462,43	0,00	1.226,43	476,86
				INT	0,00	755,07	283,94	0,00	787,72	291,45
				FP	0,00	337,30	283,94	0,00	349,02	291,45
	PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	444,91	298,82	0,00	462,02	306,90
	SCEE - BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.172,84	6,53	0,00	1.226,43	33,94
				INT	0,00	755,07	18,88	0,00	787,72	33,94
				FP	0,00	337,30	18,88	0,00	349,02	33,94
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
	SCEE - CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	444,91	17,85	0,00	462,02	33,94
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	244,70	164,35	0,00	254,11	168,80
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	266,95	179,29	0,00	277,21	184,14
	SCEE – CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	244,70	9,82	0,00	254,11	18,67
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	266,95	10,71	0,00	277,21	20,37
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	11,67	0,00	0,00	12,49	0,00	0,00	
		TIPO 2	NA	27,97	0,00	0,00	29,93	0,00	0,00	

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Cemig-D).

SUBGRUPO	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	982,22	468,63	0,00	1.015,26	472,93
				INT	0,00	651,34	299,55	0,00	674,76	300,58
				FP	0,00	320,45	299,55	0,00	334,26	300,58
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	333,02	307,16	0,00	343,46	308,07
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	333,02	307,16	0,00	343,46	308,07
	SCEE - BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	982,22	51,91	0,00	1.015,26	50,07
				INT	0,00	651,34	51,91	0,00	674,76	50,07
				FP	0,00	320,45	51,91	0,00	334,26	50,07
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	333,02	45,44	0,00	343,46	43,20
	SCEE - CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	333,02	45,44	0,00	343,46	43,20
B2 ⁽²⁾	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.066,35	468,63	0,00	1.101,83	472,93
				INT	0,00	701,81	299,55	0,00	726,70	300,58
				FP	0,00	337,28	299,55	0,00	351,57	300,58
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	SCEE - BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.066,35	51,91	0,00	1.101,83	50,07
				INT	0,00	701,81	51,91	0,00	726,70	50,07
				FP	0,00	337,28	51,91	0,00	351,57	50,07
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
	SCEE - CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.024,29	468,63	0,00	1.058,55	472,93
				INT	0,00	676,58	299,55	0,00	700,73	300,58
				FP	0,00	328,87	299,55	0,00	342,91	300,58
	PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	435,42	313,64	0,00	452,57	314,94
	SCEE - BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.024,29	51,91	0,00	1.058,55	50,07
				INT	0,00	676,58	51,91	0,00	700,73	50,07
				FP	0,00	328,87	51,91	0,00	342,91	50,07

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Cemig-D).

SUBGRUPO	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
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
	SCEE - CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	435,42	51,91	0,00	452,57	50,07
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	239,48	172,50	0,00	248,91	173,22
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	261,25	188,18	0,00	271,54	188,96
	SCEE - CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	239,48	28,55	0,00	248,91	27,54
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	261,25	31,15	0,00	271,54	30,04
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	2,71	0,00	0,00	2,84	0,00	0,00
		TIPO 2	NA	NA	13,98	0,00	0,00	14,66	0,00	0,00

OBS.: (1) Tarifa de referência para aplicação dos descontos definidos na TABELA 3 às diferentes subclasses residencial baixa renda.
 (2) Tarifa aplicada a todas as classes e subclasses devido ao fim da transição definida no § 4º do Art. 1º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

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.
 SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica – Lei nº 14.300/2022