



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE (UFCG)

Centro de Engenharia Elétrica e Informática (CEEI)

Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica (UAEE)

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NA UFCG**

MARCOS HENRIQUE ALVES DE JESUS

Campina Grande, PB

Junho 2024

MARCOS HENRIQUE ALVES DE JESUS

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NA UFCG**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Coordenação de Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte
dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ronimack.Trajano
de Souza.

Campina Grande, PB

Junho 2024

MARCOS HENRIQUE ALVES DE JESUS

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NA UFCG**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Linha de Pesquisa: Energia Renovável, Geração distribuída, Viabilização Econômica.

Trabalho de Conclusão aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ronimack.Trajano de Souza (Orientador)

Universidade Federal de Campina Grande

Prof. Dr. Pablo Bezerra Vilar (Examinador Interno)

Universidade Federal de Campina Grande

*As verdadeiras conquistas, as
únicas de que nunca nos
arrependemos, são aquelas que
fazemos contra a ignorância.*

Napoleão Bonaparte

AGRADECIMENTOS

Dedico esse espaço para agradecer primeiramente aos meus pais, meus pilares, que sempre estiveram ao meu lado, mesmo à distância, me dando forças para continuar e me incentivando a sempre me tornar melhor, seja na vida pessoal ou profissional.

A minha irmã, que com toda a sua paciência e calma, sempre procurou me tranquilizar e me aconselhar nos piores momentos durante toda a minha formação.

Agradeço aos amigos que fiz na UFCG e no Pensionato Meu Lar, que durante toda essa caminhada me deram suporte e tornaram essa jornada mais feliz e alegre, não medindo esforços para ajudar uns aos outros, parte dessa trajetória ter sido um sucesso advém de vocês.

Agradeço a minha namorada Beatriz, pelo carinho, suporte e paciência ao longo de todo o caminho trilhado. Além disso, pela grande ajuda nas citações e referências deste trabalho.

Por fim, gostaria de expressar minha profunda gratidão aos professores Ronimack Trajano e Lynda Lee, pela orientação, paciência e por todo o conhecimento passado ao longo do desenvolvimento deste trabalho, o comprometimento e dedicação de vocês foram essenciais para o sucesso deste estudo.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso aborda os desafios que as instituições superiores de ensino enfrentam com a rigidez orçamentária e a má gestão dos recursos públicos, que limitam sua expansão. Para abordar essas limitações, o estudo propõe a adoção de sistemas de geração própria de energia através da energia solar fotovoltaica, como uma estratégia para reduzir custos operacionais e contribuir para a promoção da sustentabilidade financeira e ambiental da instituição. Além disso, o estudo destaca casos de sucesso em universidades federais, como a Universidade Federal de Goiás (UFG), Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD), Universidade Federal do Paraná (UFPR), Universidade Federal do Ceará (UFC), Universidade Federal de Lavras (UFLA) e Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS), que já implementaram sistemas fotovoltaicos, resultando em significativas economias financeiras. Dando enfoque a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), o trabalho objetiva estruturar uma proposta de investimento que analise a viabilidade econômica de um sistema de geração de energia fotovoltaica, utilizando a já existente estrutura da instituição. A proposta visa demonstrar que a geração própria de energia é uma das melhores opções para ajustar o orçamento da instituição, desonerando custos com energia elétrica e promovendo uma postura sustentável e de preservação ambiental. Além disso, a implantação de sistemas fotovoltaicos nas universidades não apenas reduz os gastos, mas também serve como uma ferramenta educacional e de pesquisa para os alunos, fortalecendo a formação acadêmica e profissional.

Palavras-chave: Instituições de Ensino Superior, Energia Solar Fotovoltaica, Sustentabilidade, Gestão Orçamentária, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

This course completion work addresses the challenges that higher education institutions face with budget rigidity and mismanagement of public resources, which limit their expansion. To address these limitations, the study proposes the adoption of systems of own generation of energy through photovoltaic solar energy, as a strategy to reduce operating costs and contribute to the promotion of financial and environmental sustainability of the institution. In addition, the study highlights successful cases in federal universities, such as the Federal University of Goiás (UFG), Federal University of Grande Dourados (UFGD), Federal University of Paraná (UFPR), Federal University of Ceará (UFC), Federal University of Lavras (UFLA) and Federal University of Mato Grosso do Sul (UFMS), which have already implemented photovoltaic systems, resulting in significant financial savings.

Focusing on the Federal University of Campina Grande (UFCG), the work aims to structure an investment proposal that analyzes the economic viability of a photovoltaic power generation system, using the existing structure of the institution. The proposal aims to demonstrate that the own generation of energy is one of the best options to adjust the budget of the institution, relieving costs with electricity and promoting a sustainable posture and environmental preservation. In addition, the implementation of photovoltaic systems in universities not only reduces spending, but also serves as an educational and research tool for students, strengthening academic and professional training.

Keywords: Higher Education Institutions, Photovoltaic Solar Energy, Sustainability, Budget Management, Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gastos Públicos com Energia Elétrica das IFES	15
Figura 2 – Tipos de Radiação	20
Figura 3 - Irradiação Solar ao Longo do Dia	21
Figura 4 - Radiação Solar Anual Típica no Brasil	22
Figura 5 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos	23
Figura 6 – Sistema Híbrido	24
Figura 7 – Sistema de Bombeamento de Água	25
Figura 8 - Sistema On Grid.	26
Figura 9 – Interface de Alocação dos Dados	31
Figura 10 – Apresentação dos Dados para as Coordenadas Geográficas Escolhidas no Plano Inclinado, Campina Grande - PB.	32
Figura 11 – Comportamento de um Sistema em Overload	33
Figura 12 - Central de Laboratórios - CEEI e Diretoria do CEEI.	49
Figura 13 - Bloco CD.	50
Figura 14 - Reenge - Bloco CB.	50
Figura 15 - Coordenadas geográficas da UFCG, Campus Sede.	54
Figura 16 - Inserção das coordenadas.	55
Figura 17 - Irradiação solar no plano inclinado.	55
Figura 18 - Gráfico do Payback Descontado - Modelo 2.	64
Figura 19 - Gráfico do Payback Descontado - Modelo 3.	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - UF's com Sistemas Fotovoltaicos Instalados até o Ano de 2020	14
Tabela 2 – Estrutura Tarifária Grupo A	35
Tabela 3 - Consumo de energia elétrica UFCG - Campus Sede.	49
Tabela 4 - Dimensionamento do SFCR.	54

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Principais movimentações financeiras.	38
Quadro 2 - Passo a passo para a construção do Fluxo de Caixa.	39
Quadro 3 - Dados Tarifários da UFCG.	45
Quadro 4 - Subsistemas Selecionados.	47
Quadro 5 - Subsistema 1.	56
Quadro 6 - Subsistema 2.	56
Quadro 7 - Subsistema 3.	57
Quadro 8 - Dimensionamento para sistemas com transformadores de 115 e 225 kV.	57
Quadro 9 - Levantamento dos Custos para os 3 modelos.	58
Quadro 10 - Resultados dos Indicadores.	60

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANDIFES Superior	Associação Nacional dos Dirigentes das Instituições Federais de Ensino Superior
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEI	Centro de Engenharia Elétrica e Informática
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
Finep	Financiadora de Estudos e Projetos
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas do Sol Pico
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IFES	Instituições Federais de Ensino Superior
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MGD	Modelos de Geração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro ou Minigeração Distribuída
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UF	Universidade Federal
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande
UFG	Universidade Federal de Goiás
UFGD	Universidade Federal da Grande Dourados

UFLA	Universidade Federal de Lavras
UFMS	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
UFPR	Universidade Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Objetivo Geral	17
1.2 Objetivos Específicos	17
2 REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 Energia Elétrica	18
2.2 Sistema Fotovoltaico	18
2.2.1 Radiação Solar	18
2.2.1.1 Horas do Sol Pico (HSP)	20
2.2.2 Potencial Solar no Brasil	20
2.2.3 Efeito Fotovoltaico	21
2.2.4 Classificação de Sistemas Fotovoltaicos	22
2.2.4.1 Sistemas Isolados	23
2.2.4.2 Sistemas Conectados à Rede (On grid)	24
2.3 Geração Distribuída	25
2.3.1 Modelos de Geração Distribuída (MGD)	26
2.3.2 Regulamentação	27
2.3.3 Lei 14.300	27
2.4 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico - Grupo A	28
2.5 Mapeamento das Zonas de Instalação	33
2.5.1 Divisão dos Projetos nas Zonas Mapeadas	34
2.6 Análise Tarifária	34
2.6.1 Grupos Tarifários	35
2.6.2 Modalidade Tarifária	36
2.7 Análise Econômica	37
2.7.1 Fluxo de Caixa	37
Fonte: Assaf Neto (2020).	39
2.7.2 Tarifas e Taxas	39
2.7.3 Payback (Simples e Composto)	40
2.7.4 Valor Presente Líquido (VPL)	42
2.7.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)	42
3 METODOLOGIA	43
3.1 Características do local de estudo	44
3.2 Análise dos dados de consumo e tarifários do local de estudo	44
3.3 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico - Grupo A	45
3.4 Análise de Viabilidade Econômica	48
4 RESULTADOS	49
4.1 Levantamento do Consumo de Energia Elétrica da UC	49
4.2 Verificação do HSP da UC	51
4.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	53
	12

4.3.1 Dimensionamento para o primeiro modelo	53
4.3.2 Dimensionamento para o segundo modelo	54
4.3.3 Dimensionamento para o terceiro modelo	55
4.4 Avaliação da viabilidade econômica	58
4.4.1 Levantamento dos Custos	58
4.4.2 Definição das tarifas e taxas	59
4.4.3 Montagem do Fluxo de Caixa	60
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
5.1 Recomendações para trabalhos futuros	64
REFERÊNCIAS	65
ANEXOS	70
ANEXO A - Planta da UFCG	70
ANEXO B - Conta de Energia da UFCG	71
ANEXO F - Fluxo de Caixa do Modelo 2	76
ANEXO G - Fluxo de Caixa do Modelo 3	77

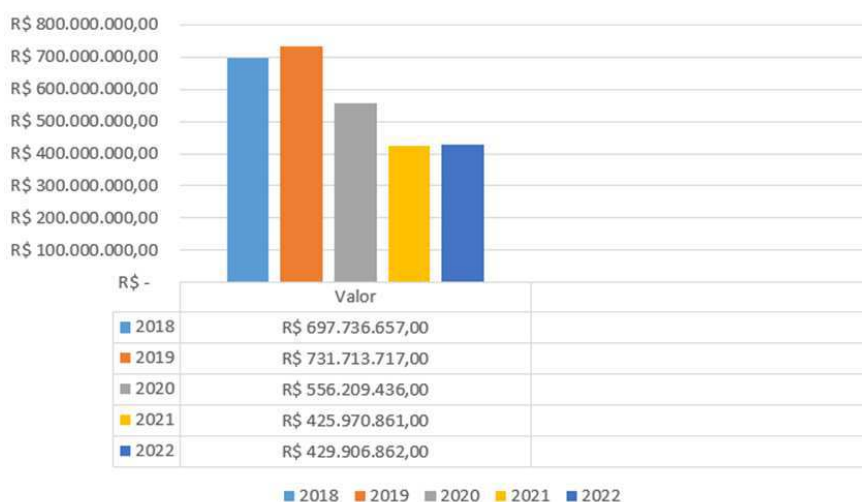
1 INTRODUÇÃO

A relevância das Instituições de Ensino Superior públicas no avanço econômico é destacada na literatura (Hoof; Pereira; De Paula, 2016). Isso se evidencia tanto na preparação de profissionais qualificados para o mercado de trabalho (Oliveira Junior., 2014), quanto na formação de educadores para os níveis básico, técnico e superior (Penin, 2001). Além disso, contribuem significativamente para impulsionar a pesquisa científica, a tecnologia e a inovação.

Contudo, as diversas e desiguais características geográficas e demográficas que compõem o território brasileiro (Chein; Lemos; Assunção, 2007), aliadas à inércia da estrutura orçamentária da administração pública (Silva *et al.*, 2012), e à ineficiência na gestão dos recursos públicos nas autarquias, limitam a possibilidade de uma expansão sustentável das universidades públicas brasileiras (Falqueto, 2013; Farias, 2013; Righetti, 2017).

Para garantir a sustentabilidade de longo prazo da universidade pública brasileira, não apenas em sua expansão quantitativa, mas principalmente em sua qualidade, é crucial melhorar a gestão orçamentária, buscando uma maior eficiência no uso dos recursos públicos (Silva *et al.*, 2012). Nesse sentido, este estudo focaliza o principal componente de despesas de consumo das universidades públicas, a energia elétrica, que só fica atrás dos gastos com folha de pagamento (Sampaio; Laniado, 2009), como mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Gastos Públicos com Energia Elétrica das IFES



Fonte: ANDIFES (2024) (Adaptado).

Assim, apesar dos desafios tecnológicos, econômicos e culturais associados à adoção da energia solar, o Brasil possui um enorme potencial para explorar essa fonte de energia

elétrica, especialmente em larga escala, devido às suas condições naturais favoráveis, como os altos níveis de radiação solar. Essas características facilitam o desenvolvimento desse recurso, atraindo novos investidores e tornando o papel dessa fonte cada vez mais significativo no fortalecimento da matriz elétrica do país (Brasil, 2022).

Nesse sentido, seria vantajoso que o poder público adotasse sistemas de geração própria de energia em suas edificações, como forma de desonerar os custos de operação das unidades públicas. Além de diminuir os gastos, esses sistemas podem ser implantados via recursos públicos federais, através de chamadas públicas, como por exemplo a Chamada Pública MCT/FINEP/FNDC/CT-INFRA/Energias Renováveis 2022, não gerando despesas extras para as instituições públicas. No caso de instituições educacionais, como escolas e universidades, por exemplo, eles podem ser utilizados como ferramentas de aprendizado para os alunos, abordando desde conceitos básicos de energia solar e consumo consciente até treinamento profissional e pesquisa científica. Além disso, edifícios públicos geralmente têm alta visibilidade, então instalar um sistema de produção de energia própria nessas unidades também é uma forma de divulgar e promover tecnologias de geração distribuída para a sociedade (MME, 2024).

A partir desse contexto, algumas UF's já se adequaram e entenderam que a geração fotovoltaica, fonte renovável, é uma alternativa excelente para atenuar os custos financeiros do consumo de energia, como exemplos podemos observar a Tabela 1.

Tabela 1 - UF's com Sistemas Fotovoltaicos Instalados até o Ano de 2020

UF's	ENERGIA GERADA	POTÊNCIA INSTALADA	ECONOMIA
UFG	5.776,8 MWh/ano	3,7 MWp	R\$ 4.520.536,00
UFGD	1.702 MWh/ano	1,13 MWp	R\$ 764.000,00
UFMS	2.939,7 MWh/ano	1,17 MWp	-
UFLA	1.908 MWh/ano	1,3 MWp	R\$ 763.300,00
UFC	970 MWh/ano	-	R\$ 500.000,00
UFPR	1.299,715 MWh/ano	-	R\$ 1.500.000,00

Fonte: Elaboração Própria (2024).

A Universidade Federal de Goiás (UFG) concluiu sua usina fotovoltaica em 2021, com uma capacidade total de 3.718 kWp, representando 36% da energia elétrica utilizada pela instituição, resultando, em 2021, em uma economia anual de R\$ 4,5 milhões (UFG, 2021). Por outro lado, a Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD) já opera com um sistema fotovoltaico que possui uma capacidade instalada de 1.125,6 kWp. Este sistema está em funcionamento desde outubro de 2019, período no qual já gerou uma economia de R\$ 764.400,00 em energia elétrica. Sua capacidade de geração é de 1.702 MWh por ano (UFGD, 2020).

Outra universidade que embarcou no projeto de instalação de usinas solares fotovoltaicas é a Universidade Federal do Paraná (UFPR). Eles possuem um complexo solar com capacidade de geração de 1.299,715 MWh por ano, o que resulta em uma economia estimada de R\$ 1,5 milhões em energia elétrica (UFPR, 2020). Já a Universidade Federal do Ceará (UFC) tem a expectativa de gerar uma economia de R\$ 500 mil por ano com a implementação de duas usinas de energia solar. Essas usinas têm uma capacidade combinada de produção de 970 MWh por ano (UFC, 2020).

Em março de 2020, a Universidade Federal de Lavras (UFLA) recebeu a instalação de 2600 placas fotovoltaicas, que se juntaram às 950 já existentes, totalizando uma potência instalada de 1,3 MWp (UFLA, 2020). Outrossim, a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, seguiu na mesma linha das unidades anteriores e optaram pela instalação de usinas de energia solar na Cidade Universitária, visando tornar a UFMS uma referência em sustentabilidade. O investimento total é de aproximadamente R\$ 8,38 milhões, com a compra de 5.776 placas fotovoltaicas. Essas usinas têm capacidade para gerar cerca de 2.939,7 MWh por ano, evitando a emissão de aproximadamente 545 toneladas de CO₂ anualmente e reduzindo o consumo de energia elétrica em cerca de 32% (UFMS, 2024).

Ao longo de sua história, a UFCG tem solidificado uma tradição de excelência acadêmica no ensino, na pesquisa e na extensão. Sua missão é promover a inclusão social e o desenvolvimento econômico da região, enquanto se dedica ao progresso científico e tecnológico, à resolução dos problemas sociais e à promoção do desenvolvimento humano. A Universidade Federal de Campina Grande está situada em 7 cidades do estado da Paraíba, possuindo cerca de 77 cursos de graduação, 34 cursos de mestrado e 13 cursos de doutorado, somando um total de, aproximadamente, 20 mil alunos (Ministério da Educação, 2024). Este estudo é focado na Universidade Federal de Campina Grande - Campus Sede, localizado no município de Campina Grande, região central do estado da Paraíba, Brasil.

Com base na contextualização acima, o presente trabalho tem por objetivo geral estruturar uma proposta de negócio, onde é feito uma análise de viabilidade econômica e o risco associado ao investimento em geração distribuída, de modo a mostrar e convencer a Universidade Federal de Campina Grande que este é, atualmente, um dos melhores investimentos para adequação do orçamento da instituição (GD), possibilitando, como nos casos citados, uma desoneração dos custos com energia elétrica e uma folga nos gastos mensais da unidade, além de fomentar uma postura de sustentabilidade e preservação ambiental ante a sociedade.

1.1 Objetivo Geral

Este estudo visa apresentar um projeto fotovoltaico que forneça à Universidade Federal de Campina Grande - Campus Sede uma geração total ou parcial de seu consumo mensal, proporcionando uma redução dos custos com energia elétrica e uma folga nos gastos mensais da unidade. Além disso, fazendo com que a universidade se enquadre junto a tantas outras IFES como fomentadora de sustentabilidade e preservação ambiental.

1.2 Objetivos Específicos

- Projetar um sistema de geração fotovoltaica para UFCG - Campus Sede e subdividi-lo em subsistemas utilizando a área útil disponível nas edificações do campus;
- Apresentar uma proposta de viabilidade econômica que supra todo ou grande parte do consumo de energia elétrica da UFCG, Campus Sede;

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Energia Elétrica

De acordo com Abrahão (2021), o uso global de eletricidade continua em ascensão, impulsionado principalmente pelo progresso das sociedades. No Brasil, apesar dos avanços na eficiência energética, só em 2024 houve um aumento médio de 8% no consumo de energia elétrica. Esse número destaca a preocupação com o crescimento persistente do consumo, sublinhando a importância da segurança energética e da expansão da capacidade instalada por meio de investimentos. Segundo Nascimento (2017), até o fim do século passado, a maior parte da energia elétrica era gerada através da queima de combustíveis fósseis como petróleo, carvão e gás natural. Embora tenham uma eficiência notável, essas fontes são não renováveis e, além de serem recursos limitados, geram poluição, o que suscita preocupações sobre seu esgotamento e impacto ambiental.

2.2 Sistema Fotovoltaico

Segundo (Almeida *et al.*, 2015), a diversificação da matriz energética no Brasil tem se tornado cada vez mais essencial, sendo impulsionada por dois fatores principais. Em primeiro lugar, o momento energético atual enfrenta desafios devido à diminuição das chuvas, consequentemente reduzindo a geração hidrelétrica, aumentando o uso de termelétricas e por ilação causando a elevação dos preços da energia. Devido a isso, vê-se a necessidade de explorar fontes que ofereçam flexibilidade e sustentabilidade em sua utilização, como é o caso das fontes renováveis. A partir desse contexto, a energia solar fotovoltaica se destaca como uma tecnologia em constante progresso, tanto no Brasil quanto no mundo.

2.2.1 Radiação Solar

A radiação solar é a principal fonte de energia para os processos físicos, químicos e biológicos que ocorrem no sistema Terra-atmosfera, desempenhando um papel direto ou indireto em aspectos cotidianos, como a fotossíntese das plantas e a manutenção da temperatura adequada à vida (Lohmann *et al.*, 2006). O conhecimento sobre esta variável acerca da sua variabilidade, tem aplicabilidade em diversas áreas científicas, como engenharia,

arquitetura, meteorologia, agricultura, hidrologia e, ainda, como indicador da variabilidade climática.

A radiação é emitida pelo sol em forma de ondas curtas e propagando-se em todas as direções pelo espaço através de ondas eletromagnéticas, porém essa radiação é atenuada devido à presença de nuvens e à absorção por moléculas de gases ou partículas em suspensão. Depois de passar pela atmosfera, a radiação solar atinge a superfície terrestre, tanto oceânica quanto continental, onde é refletida ou absorvida. Posteriormente, essa energia é devolvida da superfície em direção ao espaço exterior na forma de radiação de ondas longas.

A radiação solar se apresenta de 3 tipos diferentes, como mostrado na Figura 2, sendo eles:

- Radiação solar direta: Essa radiação atravessa a atmosfera e atinge a superfície terrestre sem sofrer dispersão em sua trajetória.
- Radiação solar difusa: Refere-se à radiação que chega à superfície terrestre após sofrer múltiplos desvios em sua trajetória, como resultado da interação com gases presentes na atmosfera.
- Radiação solar refletida: Esta é a porção da radiação solar que é refletida de volta pela superfície terrestre, conhecida como efeito albedo.

Figura 2 – Tipos de Radiação

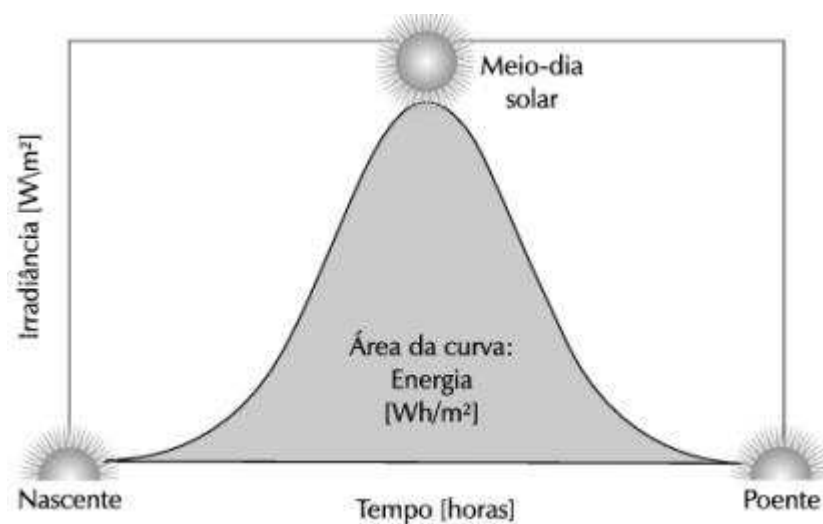


Fonte: Phenergy (2020).

2.2.1.1 Horas do Sol Pico (HSP)

Um dos principais fatores para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é o HSP ou horas de sol pico por dia, que é compreendida como o horário em que os módulos fotovoltaicos atingem sua melhor geração, o que ocorre, naturalmente, ao meio-dia, já que é quando o sol atinge seu pico. No decorrer do ano, a intensidade desses raios solares nesse horário varia de acordo com as estações, influenciando a quantidade de energia gerada pelos painéis solares. Esse comportamento é melhor visualizado pela Figura 3.

Figura 3 - Irradiação Solar ao Longo do Dia



Fonte: Villalva (2012).

2.2.2 Potencial Solar no Brasil

Segundo Rosa (2016), o Brasil apresenta um notável potencial solar para a geração de energia elétrica, especialmente quando comparado a países Europeus onde a energia solar fotovoltaica já está consistentemente integrada em suas fontes de energia, como é o caso da Alemanha e da Espanha. A menor irradiação solar do país é observada na região do litoral norte do Estado de Santa Catarina, alcançando aproximadamente $1500 kWh/m^2$ de irradiação global anual na superfície horizontal. Além disso, de acordo com o projeto Solargis (2015), a região com a maior irradiação solar no Brasil está localizada no norte do Estado da Bahia, atingindo cerca de $2350 kWh/m^2$ de irradiação global anual na superfície horizontal. Ao compararmos com os países que são referências na geração de energia solar, por exemplo, a

Alemanha, onde a incidência solar varia entre 900 a 1.250 kWh/m² ao ano, e a Espanha, com variação entre 1.200 a 1.950 kWh/m² ao ano, a Figura 4 deixa evidente o quanto o território brasileiro é privilegiado com esse recurso.

Figura 4 - Radiação Solar Anual Típica no Brasil



Fonte: Solargis (2015).

2.2.3 Efeito Fotovoltaico

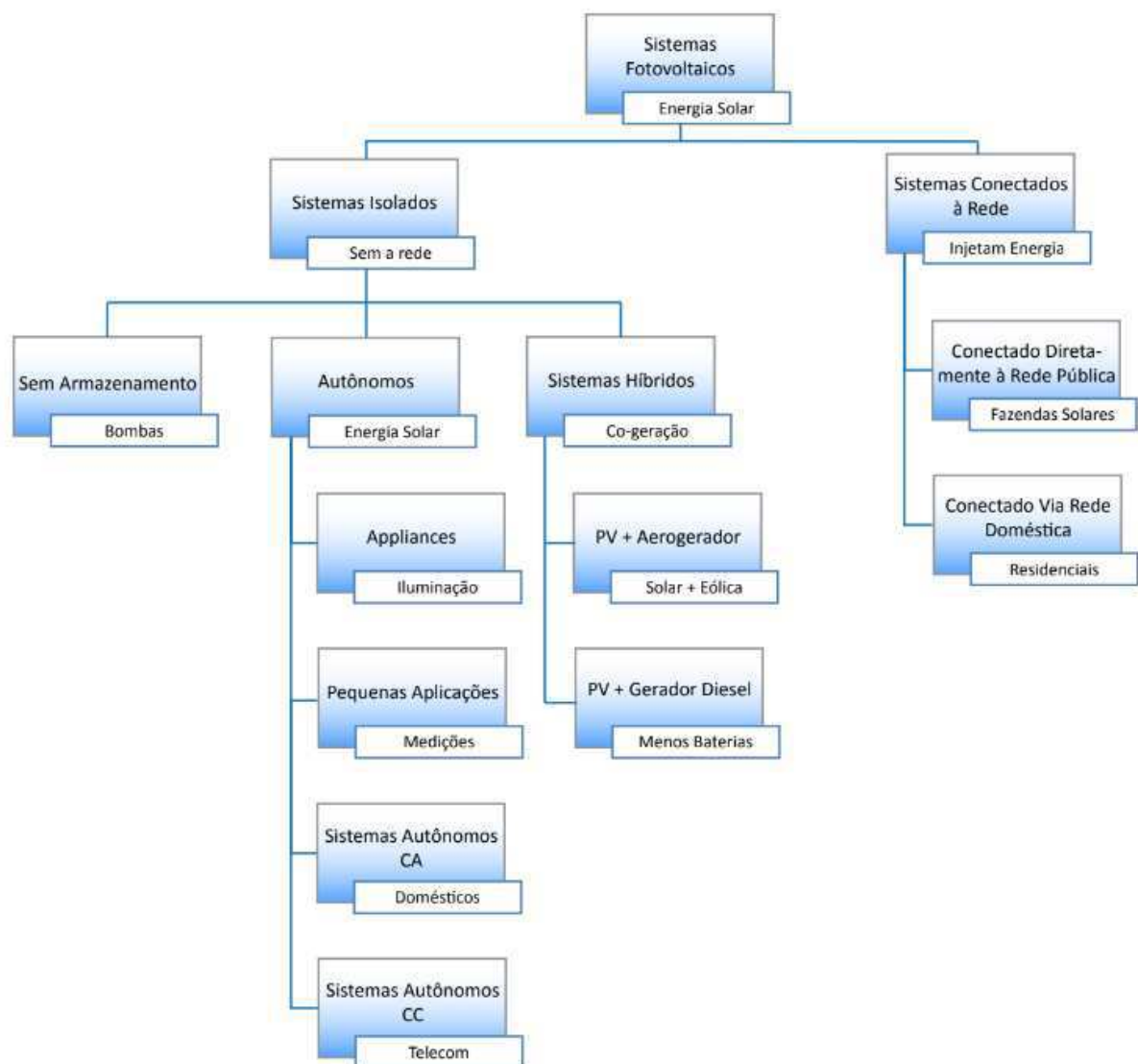
A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Segundo Severino (2010), o efeito fotovoltaico é gerado através da absorção da luz solar, que ocasiona uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor. Complementando esta informação, (Nascimento, 2004) afirma que “Uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Apenas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno é denominado “Efeito Fotovoltaico”.

2.2.4 Classificação de Sistemas Fotovoltaicos

Segundo Di Souza (2012), os sistemas fotovoltaicos são classificados com base na maneira como geram ou fornecem energia elétrica, como pode ser observado na Figura 5, se dividindo em:

- Sistemas Isolados
- Sistemas Conectados à Rede (*On-Grid*)

Figura 5 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos



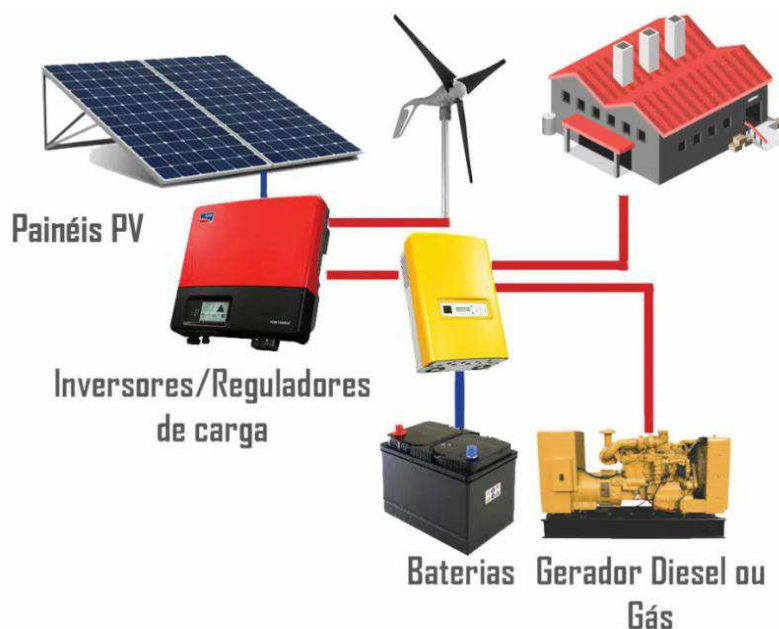
Fonte: Di Souza (2012).

2.2.4.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados são compreendidos por sistemas independentes da rede de distribuição elétrica das concessionárias. Esses sistemas isolados podem ser classificados como Híbridos, mais de uma forma de geração elétrica, ou Autônomos (Puros).

Os híbridos são sistemas de geração que operam em conjunto com outro sistema de geração elétrica, que pode ser um aerogerador (em um sistema híbrido solar-eólico), um motor-gerador movido a combustível líquido (como diesel) ou qualquer outra forma de geração elétrica, a Figura 6 exemplifica um tipo de sistema híbrido. A presença de armazenamento de energia em um sistema híbrido pode variar. Quando presente, geralmente tem autonomia de armazenamento de energia igual ou inferior a um dia.

Figura 6 – Sistema Híbrido

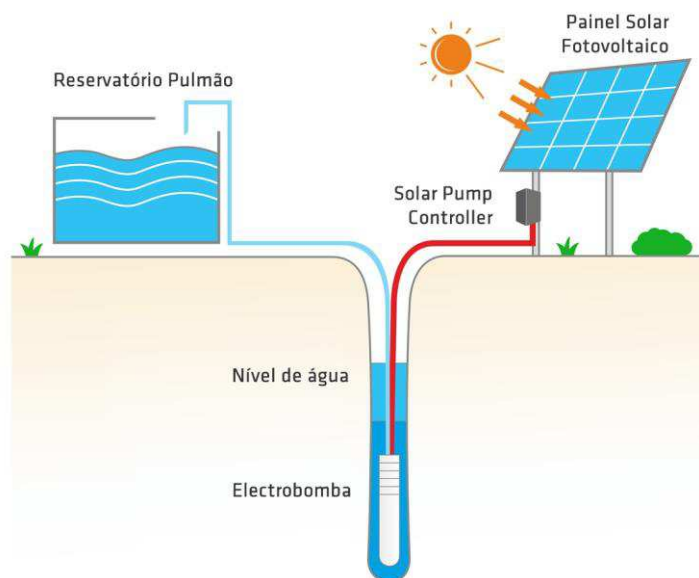


Fonte: Solar Brasil (2024).

Já os sistemas autônomos podem ser divididos em duas categorias: com ou sem armazenamento elétrico. Os sistemas com armazenamento compreendem aqueles equipados com acumuladores que armazenam energia para os períodos sem sol, como as noites, e para momentos chuvosos ou nublados. A capacidade dos acumuladores é dimensionada de acordo com a autonomia necessária para o sistema, variando conforme as condições climáticas da região onde o sistema fotovoltaico será instalado. Antagônico, os sem armazenamento operam

somente durante as horas de sol, como exemplo podemos citar sistemas de bombeamento de água, sendo exemplificado pela Figura 7.

Figura 7 – Sistema de Bombeamento de Água

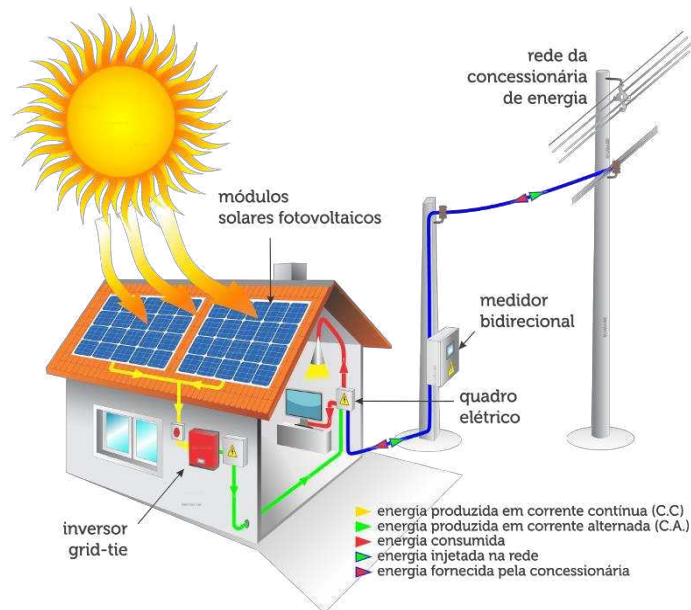


Fonte: Mhecon (2024).

2.2.4.2 Sistemas Conectados à Rede (*On grid*)

Conforme (Pinho, 2014) “Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles produzida pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, para ser consumida pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. Estes sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado.” Outrossim, os sistemas *on grid* se tornam mais eficientes e são, geralmente, mais baratos, além de dependerem da regulamentação e legislação favorável, já que usam a rede de distribuição das concessionárias para escoar a energia gerada não utilizada, a Figura 8 exemplifica esse tipo de sistema.

Figura 8 - Sistema On Grid.



Fonte: Renlight Energy (2024).

2.3 Geração Distribuída

A geração distribuída está se destacando cada vez mais no Brasil e no mundo como uma forma de produção de eletricidade. Esse conceito refere-se à geração de energia elétrica realizada próxima ou mesmo junto aos consumidores, independentemente da potência, tecnologia ou fonte de energia utilizada. Essa abordagem oferece várias vantagens sobre a geração centralizada, pois reduz a necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão e minimiza as perdas de energia nestes sistemas, o que, por sua vez, contribui para uma maior estabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Desde 2012, a geração distribuída passou a ser regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual definiu parâmetros legais específicos para essa prática. Essa modalidade é dividida em dois grupos, de acordo com a sua capacidade de produção: micro e minigeração distribuída (MME, 2023).

Os sistemas de microgeração de energia distribuída renovável são aqueles que estão conectados à rede elétrica e têm uma capacidade de geração de até 75 quilowatts (kW). Tipicamente compostos por painéis solares ou turbinas eólicas de pequeno porte, esses sistemas podem ser utilizados para alimentar linhas de produção industriais, sistemas de iluminação em indústrias ou mesmo residências.

Já as usinas autogeradoras com capacidade de geração superior a 75 kW e inferior a 3 megawatts (MW) são classificadas como sistemas de minigeração distribuída. No caso de sistemas baseados em fontes como biomassa, ou implementados até janeiro de 2023, o limite de potência é de 5 MW. Em todos os casos, a produção dessas centrais é maior do que a das microgeradoras e pode ser suficiente para abastecer fazendas, empresas e instituições com maior demanda energética.

A geração distribuída traz uma série de benefícios para as instituições que adotam esse sistema. Alguns desses benefícios incluem:

- Maior estabilidade elétrica e redução de falhas no abastecimento, já que não depende exclusivamente da geração centralizada;
- Diminuição dos custos na conta de luz, pois pode se basear em fontes mais econômicas e eficientes, como a solar;
- Em modelos conectados à rede elétrica, o excedente de energia gerado pode ser injetado na rede e utilizado para compensar o consumo de energia em momentos nos quais a geração local é insuficiente, similar a um sistema de energia solar compartilhada;
- Contribuição para a adoção de práticas mais sustentáveis e eficientes nas atividades da empresa;
- Possibilidade de estabelecer operações em locais remotos onde as distribuidoras tradicionais não alcançam, como fazendas e áreas rurais;
- Estímulo à economia local e descentralização da renda, por meio da geração de empregos localmente, fora das grandes usinas de geração centralizada, o que pode resultar em aumento dos lucros a longo prazo para as empresas.

2.3.1 Modelos de Geração Distribuída (MGD)

De acordo com (MME, 2023), GD pode ser dividida em quatro modalidades distintas:

- Autoconsumo Local: Nessa modalidade, a energia é gerada e consumida no mesmo local onde está instalada a Micro ou Minigeração Distribuída (MMGD), sem a necessidade de compensação em outros locais;
- Autoconsumo Remoto: Aqui, a energia gerada em um determinado local pode ser consumida em outro, desde que ambos os locais pertençam ao mesmo titular

da unidade consumidora (UC) e estejam na mesma área de concessão da unidade mãe;

- Geração Distribuída em Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras: Nesse caso, a energia produzida pode ser compartilhada entre os condôminos de um empreendimento, sendo distribuída de acordo com porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores;
- Geração Compartilhada: Nesta modalidade, diversos interessados se unem por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil, com o objetivo de instalar uma ou mais centrais de MMGD. A energia gerada é então utilizada para compensar o consumo de todos os participantes do grupo.

2.3.2 Regulamentação

Segundo a Agência Brasil, o Brasil está entre os 10 primeiros países em capacidade de produção de geração distribuída. Em agosto de 2023, o país possuía capacidade total de 23 gigawatts em mais de 3 milhões de unidades geradoras. Com o crescimento do setor em mente, ocorreram várias mudanças na regulamentação da geração distribuída para o Brasil, em 2022, com a promulgação da Lei nº 14.300/22, que define o novo Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia. Essa lei alterou a forma de pagamento de produtores e consumidores de energia por sua parte da distribuição, mas deixa os aspectos positivos da geração distribuída intactos.

2.3.3 Lei 14.300

Com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 o Fio B não gerava custos extras na conta para quem utilizava sistemas fotovoltaicos. No entanto, com as alterações na legislação em 2022, a partir de 2023 passou-se a cobrar a tarifa Fio B quando a energia produzida por esses sistemas era injetada na rede pública, como acontece nos sistemas conectados à rede (*on-grid*). Em outras palavras, desde 2023, as unidades consumidoras com geração própria que utilizam GD ou sistemas fotovoltaicos próprios conectados à rede passaram a pagar o Fio B quando a energia não consumida era direcionada para a linha de distribuição.

A principal mudança trazida pela Lei 14.300 para os usuários de energia solar é, portanto, a introdução da cobrança da tarifa Fio B. Essa cobrança será adicionada à fatura de

energia e terá um aumento gradual até 2028, conforme definido pela legislação. A definição do sistema de cobrança é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e já está em vigor, mesmo que inicialmente represente uma parcela pequena na conta de luz. Segue abaixo a progressão do aumento da tarifa Fio B ao longo dos próximos anos:

- A partir de 2023: 15%;
- A partir de 2024: 30%;
- A partir de 2025: 45%;
- A partir de 2026: 60%;
- A partir de 2027: 75%;
- A partir de 2028: 90%.

2.4 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico - Grupo A

Consumidores que se enquadram no grupo tarifário A, geralmente consumidores industriais com uma alta demanda contratada, no qual recebe energia de média a alta tensão (11,9 kV até 138 kV), é necessário antes de tudo calcular um fator de compensação, já que os clientes do grupo A têm sua fatura dividida em duas partes: uma relacionada ao consumo de energia, que varia, e outra relacionada à demanda contratada, que é fixa.

As tarifas de energia e demanda contratada podem flutuar de acordo com o período do dia em que ocorreu o consumo ou a demanda, conhecidos como postos tarifários (horário de ponta e horário fora de ponta). Portanto, no grupo A os consumidores pagam por dois aspectos: o direito de ter uma demanda contratada em kW, assegurando a disponibilidade para ligar todos os seus equipamentos e máquinas, e também pela energia consumida mensalmente, cujo valor varia.

Em continuidade, é importante, antes de prosseguir para o dimensionamento do sistema, salientar alguns pontos evidenciados pelas resoluções normativas de N° 1.000 (ANEEL, 2021) e 1.059 (ANEEL, 2023), sendo eles:

- O sistema fotovoltaico que o cliente pode instalar tem como limite a mesma potência da demanda contratada em kW. Além disso, o consumidor sempre pagará pela demanda contratada, independentemente do consumo de energia no mês;
- A compensação da energia produzida deve ocorrer prioritariamente no mesmo horário em que foi gerada. No caso dos sistemas fotovoltaicos, que geram energia durante o dia, quando a tarifa é mais baixa, essa regra pode ser

desvantajosa, já que muitas vezes preferimos utilizar a energia compensada durante a noite, quando a tarifa é mais alta. Dessa forma, a compensação da energia consumida no horário de ponta se dará somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta (posto tarifário no qual a geração de energia ocorreu). Essa compensação será feita de acordo com o fator de correção dado pelas tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta (Ponta / Fora Ponta);

- Os consumidores livres, que adquirem energia no Mercado Livre, não têm permissão para participar do sistema de compensação de energia. No entanto, isso não os impede de instalar um sistema fotovoltaico. No entanto, as regras e condições são diferentes para eles.

Tendo isso em mente, os passos para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para o Grupo A são (Kikumoto, 2019):

Passo 1: A partir da conta de energia da unidade, adquirimos os valores da demanda contratada, da tarifa na ponta e fora ponta e por fim calculamos a média do consumo no horário de ponta e fora ponta;

Passo 2: Pelos motivos descritos nas normativas 1000 e 1059, vê-se necessário, para casos em que a unidade é caracterizado no Grupo A, calcular o fator de compensação, descrito pelo Equação 1;

$$FC = \frac{TP}{TFP} \quad (1)$$

Onde:

FC = fator de compensação;

TP = Tarifa na Ponta;

TFP = Tarifa Fora Ponta.

Em posse do fator de compensação, é possível definir de fato qual o consumo mensal que será utilizado como base para os demais passos, sendo ele descrito pela Equação 2;

$$E = E_{FP} + (E_p \times FC) \quad (2)$$

Onde:

E = consumo médio mensal total;

E_{FP} = consumo fora ponta médio;

E_p = consumo médio na ponta.

Passo 3: Em posse do endereço da unidade, encontramos a localização em termos de latitude e longitude e com o auxílio do site da CRESESB (SunData v 3.0) (MME, 2018), Figura 9, encontramos o HSP da localidade.

Figura 9 – Interface de Alocação dos Dados

Coordenada Geográfica

Latitude **Longitude** **Sul** **Oeste**

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Buscar **Limpar**

Fonte: MME (2018).

Após digitar os dados de localização, o sistema fornece informações de algumas estações próximas do ponto estabelecido, e através dessas estações é possível ter conhecimento sobre a quantidade de radiação em um determinado local, onde a radiação que é usada é a do plano horizontal, como apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Apresentação dos Dados para as Coordenadas Geográficas Escolhidas no Plano Inclinado, Campina Grande - PB.

Estação: Campina Grande
Município: Campina Grande, PB - BRASIL
Latitude: 7,201° S
Longitude: 35,949° O
Distância do ponto de ref. (7,246943° S; 35,903275° O): 7,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,85	5,90	5,95	5,35	4,66	4,12	4,24	5,01	5,66	5,97	6,19	5,97	5,40	2,07
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	7° N	5,61	5,76	5,95	5,49	4,88	4,36	4,46	5,19	5,71	5,87	5,95	5,68	5,41	1,59
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	4° N	5,72	5,82	5,96	5,44	4,79	4,26	4,37	5,12	5,70	5,92	6,06	5,81	5,41	1,79
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	24° N	4,80	5,17	5,67	5,58	5,21	4,74	4,81	5,38	5,59	5,37	5,14	4,79	5,19	,93

Fonte: MME (2018).

Passo 4: Para a continuidade do dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário encontrar a potência de geração do sistema através da Equação 3, que incorpora

vários fatores, sendo eles a eficiência dos painéis solares, as condições de irradiação solar (HSP) e as perdas operacionais.

$$P_{kWp} = \frac{E}{\eta \times HSP \times Dias/Mês} \quad (3)$$

Onde:

P_{kWp} = potência pico do sistema fotovoltaico;

E = consumo mensal da unidade;

η = eficiência do sistema;

HSP = horas de sol pico;

$Dias/mês$ = quantidade de dias que um mês possui.

Passo 5: Em posse da potência pico do sistema, o próximo passo é determinar a quantidade de painéis, para isso é necessário que o projetista escolha o módulo que lhe convenha. Em posse da potência do módulo fotovoltaico é possível, através da Equação 4, determinar o número de painéis que o sistema utilizará.

$$N^{\circ} \text{ de Módulos} = \frac{P_{kWp}}{P_m} \quad (4)$$

Onde:

P_{kWp} = potência pico do sistema fotovoltaico;

P_m = potência do módulo escolhido para o sistema.

Assim, é possível ter uma noção aproximada da área total necessária para comportar o sistema, pois com os valores de largura e comprimento, encontrados no *datasheet* do módulo, é obtido a área correspondente a um módulo e por fim basta multiplicar a área encontrada pela quantidade de módulos, obtida pela Equação 4.

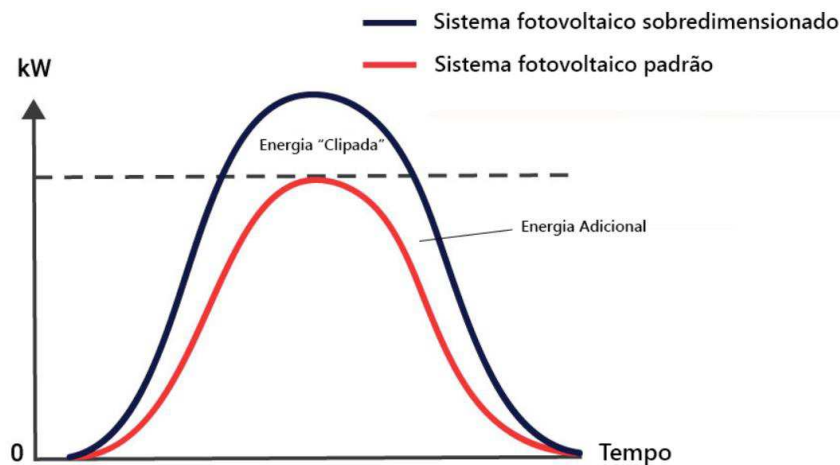
Passo 6: Por fim, o 6º passo é optativo e consiste em fazer com que os inversores utilizados no sistema trabalhem em *overload* de 15 a 25% (valores mais comuns), ou seja, projetar o sistema fotovoltaico com uma potência dos módulos superior a potência nominal do inversor, isso faz com que o sistema gere mais energia ao longo do dia, mesmo sendo limitada no horário de pico (meio dia) pela potência nominal do inversor.

Simplificando, o sobredimensionamento é uma estratégia econômica para impulsionar a produção de energia solar. Isso envolve aumentar a capacidade dos painéis

solares para além da capacidade do inversor. Quanto mais energia sendo perdida no pico de produção, mais energia será coletada ao longo do dia, assim, enquanto a energia clipada for menor que a energia adicional o *overload* garante maior geração do sistema e conseqüentemente mais eficiência.

O sobredimensionamento também pode ser uma boa maneira de aumentar a produção de energia solar em áreas onde o tamanho do inversor é restrito. Em contrapartida, se mal dimensionado o *oversizing* reduz drasticamente a vida útil do inversor, podendo causar em alguns casos superaquecimento, com possibilidade de um princípio de incêndio (Solar EDGE, 2024). A Figura 11 apresenta esse comportamento de forma simples.

Figura 11 – Comportamento de um Sistema em *Overload*



Fonte: Solar EDGE (2024).

Logo, a Equação 5 demonstra como pode ser feito o sobre dimensionamento do sistema:

$$P_{CA} = P_{kWp} \times FOV \quad (5)$$

Onde:

P_{CA} = potência CA na saída do inversor;

P_{kWp} = potência pico do sistema fotovoltaico;

FOV = fator de *overload*.

2.5 Mapeamento das Zonas de Instalação

A definição do local de instalação de um sistema fotovoltaico implica gravemente no custo total do projeto, pois sistemas alocados em telhados são muito mais baratos do que aqueles que são implementados em solo. O principal motivo para essa diferença recai sobre a estrutura de fixação dos módulos, onde no solo vê-se necessário uma sustentação muito mais robusta. Em adição, a instalação de módulos fotovoltaicos no solo ocuparia uma grande área, que poderia ser destinada a outros propósitos, considerando também o alto valor agregado dos componentes do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR), há um risco aumentado de furtos. Em paralelo a isso, outro fator importante para destacar é a análise de espaço que a unidade consumidora possui, nesse caso, as universidades públicas, em sua grande maioria, possuem alta quantidade de prédios espalhados por sua área demográfica, e por consequência uma área útil elevada. A partir disso, a escolha óbvia para um sistema adotado em IFES recai no aproveitamento máximo da área útil disponível em seus edifícios.

É importante destacar que a determinação da área disponível no telhado de um edifício para a instalação de um sistema de geração de energia solar não se limita apenas à irradiação solar direta. Outros fatores também desempenham um papel crucial e podem afetar a viabilidade da instalação de painéis fotovoltaicos. O sombreamento causado pelo relevo, construções circundantes e árvores próximas é um desses fatores, pois pode diminuir a quantidade de luz solar disponível no telhado.

Além disso, o telhado pode já estar sendo usado para outras finalidades, como terraços, reservatórios de água, antenas e equipamentos de ar-condicionado, podendo reduzir ainda mais a área disponível para a instalação dos painéis solares. Consequentemente, é costumeiro que essas estruturas existentes ocupem espaço valioso que poderia ser destinado à geração de energia solar. Além disso, outro fator importante a ser considerado em uma análise abrangente é a presença de obstáculos relacionados à própria estrutura do edifício. Esses obstáculos podem incluir dutos, chaminés, e outros elementos que limitam a área utilizável no telhado.

Portanto, é de grande importância um mapeamento abrangente dos prédios para a determinação das zonas que melhor se encaixam na instalação de um sistema fotovoltaico, sendo essencial realizar uma análise detalhada que leve em consideração todos esses fatores. Isso permite uma avaliação precisa da porcentagem de área disponível no telhado e a otimização do design do sistema solar para garantir sua eficácia máxima.

2.5.1 Divisão dos Projetos nas Zonas Mapeadas

A partir do mapeamento das zonas aptas para a alocação dos sistemas fotovoltaicos e feita a escolha dos prédios que receberão a estrutura, vê-se agora analisar dois pontos que limitam o tamanho, e conseqüentemente, a potência do sistema, sendo eles:

- A potência do transformador que atende o prédio escolhido, já que a troca/compra de novos transformadores não viabiliza um projeto desse porte;
- E, como mencionado no item anterior, a área útil de telhado do prédio, sendo um fator limitante para a quantidade de módulos que poderão ser alocados na estrutura do edifício.

Tendo isso em mente, após o dimensionamento total do sistema fotovoltaico para a unidade, explanado no item 2.4, e feita a análise de limite de potência para cada edifício escolhido, pode-se então determinar a alocação dos microssistemas espalhados pela área da UFCG.

2.6 Análise Tarifária

Inicialmente, existia somente o sistema conhecido como Mercado Cativo ou Regulado para a aquisição de energia, no qual as distribuidoras de cada região compravam energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Nesse modelo, as tarifas de consumo eram determinadas pela Aneel e não podiam ser negociadas pelos consumidores.

No entanto, foi em 2004, com a implementação do chamado Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que o mercado livre de energia ganhou maior destaque. Com isso, a comercialização de energia elétrica passou a ocorrer em dois cenários distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), composto pelas distribuidoras e pelos consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde estão os consumidores livres e especiais.

A reestruturação do setor de energia resultou na introdução de novos termos fundamentais nesse campo, tais como horário de pico e fora de pico, período seco (S) e período úmido (U), demanda, demanda medida, demanda contratada e excedente de demanda.

Tendo em mente que, demanda representa a média das potências elétricas ativas ou reativas requisitadas do sistema elétrico pela parte da carga em operação na unidade consumidora, avaliada em um intervalo de 15 minutos e que a demanda medida é obtida através da medição e representa o pico da potência ativa registrada durante o período de faturamento.

Por fim, a demanda contratada é a potência ativa obrigatoriamente fornecida de forma contínua pela concessionária no local de entrega, de acordo com o contrato estabelecido.

A demanda de ultrapassagem ocorre quando a demanda medida excede a demanda contratada estipulada. Se houver esse excedente, a concessionária poderá aplicar uma multa baseada no maior valor registrado.

O horário de ponta se refere a um período de três horas diárias consecutivas, estabelecido pela concessionária (exceto aos sábados, domingos e feriados nacionais), durante o qual os custos de demanda e consumo de energia são mais elevados. Já o horário fora de ponta abrange as outras 21 horas do dia.

O período seco corresponde aos meses de maio a novembro, caracterizados pela menor incidência de chuvas, resultando em tarifas mais altas, enquanto o período úmido abrange os demais meses, geralmente com maior precipitação e, conseqüentemente, tarifas mais baixas em comparação ao período seco.

2.6.1 Grupos Tarifários

De acordo com Correia (2016), no Brasil, os consumidores de energia elétrica são classificados em dois grupos principais: o grupo A composto por consumidores de alta tensão, e o grupo B, constituído por consumidores de baixa tensão. Dentro desses grupos, há subdivisões: no grupo A, essa segmentação é realizada conforme a tensão da energia fornecida, enquanto no grupo B, a diferenciação se baseia no tipo de consumidor (rural, residencial, residencial de baixa renda, entre outros).

O grupo A é segmentado em unidades consumidoras de alta tensão (Subgrupos A1, A2, A3), média tensão (Subgrupos A3a, A4) e em sistemas subterrâneos (AS). A Tabela 2 - Estrutura tarifária do Grupo A organiza esses subgrupos de acordo com suas categorias de tensão.

Tabela 2 – Estrutura Tarifária Grupo A

Subgrupos	Classe de Tensão
A1	Igual ou superior a 230 kV
A2	Entre 88 kV e 138 kV
A3	69 kV
A3a	Entre 30 kV e 44 kV
A4	Entre 2,3 kV e 25 kV
AS	Inferior a 2,3 kV, Sistema Subterrâneo

Fonte: ANEEL (2024) (Adaptado).

Para o grupo B, consumidores de baixa tensão, que estão ligados em tensões inferior a 2,3 kV e seus subgrupos são: B1 – residencial e residencial de baixa renda; B2 – rural, cooperativa de eletrificação rural e Serviço Público de Irrigação; B3- demais classes e B4 – iluminação pública.

2.6.2 Modalidade Tarifária

O termo Modalidade Tarifária refere-se ao conjunto de tarifas aplicadas aos diferentes componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas. No grupo A, existem dois tipos de modalidades tarifárias.

A modalidade tarifária horo-sazonal verde é exclusiva para consumidores do grupo A e é opcional para fornecimento de tensão abaixo de 69 kV. Essa modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia, levando em conta o horário de consumo (ponta ou fora de ponta) e o período do ano (seco ou úmido). Além disso, apresenta uma única tarifa para a demanda de potência.

A segunda opção é a modalidade horo-sazonal azul é obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3 do grupo A, sendo opcional para os demais consumidores dos subgrupos com potências inferiores a 69 kV. Essa modalidade considera preços diferenciados para o consumo de energia elétrica e a demanda de potência, levando em conta os horários de consumo, ou seja, apresentando duas tarifas distintas para a demanda e o consumo, dependendo se estão no horário

de ponto ou fora dele. Além disso, também considera o período do ano, seja seco ou úmido, para determinar os valores tarifários.

2.7 Análise Econômica

Segundo Assaf Neto (2020), as decisões de investimento de capital constituem uma área de estudo ampla e complexa, abrangendo diversos critérios e métodos de análise. É de extrema importância notar que o investimento geralmente representa apenas uma parte, por vezes pequena, do processo de tomada de decisões empresariais. Com frequência, os objetivos estratégicos desempenham um papel significativo na seleção de projetos de investimento. Essa realidade muitas vezes desafia abordagens puramente teóricas que buscam identificar as melhores alternativas com base exclusivamente em resultados de métodos quantitativos de avaliação econômica. Outros fatores de natureza mais qualitativa também devem ser considerados na avaliação, a fim de garantir as melhores decisões em relação aos objetivos da empresa e suas estratégias de mercado.

Em certo momento, uma empresa pode ser percebida como uma coleção de projetos de investimento em estágios diversos de execução. Seu objetivo nas finanças corporativas, ao avaliar opções de investimento, é maximizar a contribuição marginal desses recursos de capital, visando ao aumento de sua riqueza líquida.

Os métodos quantitativos de análise econômica de investimentos podem ser classificados em dois grandes grupos: os que não levam em conta o valor do dinheiro no tempo e os que consideram essa variação por meio do critério do fluxo de caixa descontado. Devido ao seu maior rigor conceitual e relevância para decisões de longo prazo, os métodos do segundo grupo recebem atenção preferencial. Na realidade, a valoração de um ativo é determinada pelos benefícios futuros esperados, trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto que reflete o risco associado à decisão. No entanto, uma exceção é frequentemente feita para o método do período de *payback*, formalmente enquadrado no primeiro grupo, mas que possui significativa importância decisória e ainda permite seu cálculo em termos de valor atualizado (Assaf Neto, 2020).

2.7.1 Fluxo de Caixa

Segundo Assaf Neto (2020), o ponto mais importante de uma decisão de investimento é a avaliação dos fluxos de caixa previstos a serem gerados pelas propostas em

análise. Em todo o processo de decisão de investimento, é fundamental conhecer não apenas os benefícios futuros esperados, expressos em termos de fluxos de caixa, mas também sua distribuição ao longo da vida útil do projeto. A noção de caixa geralmente é diferente do resultado contábil de uma empresa, que é calculado pelo regime de competência. Enquanto o fluxo de caixa reflete as entradas e saídas reais de fundos da empresa, o lucro contábil é determinado pelo reconhecimento de receitas e despesas, não considerando certos gastos não monetários e algumas saídas de caixa que não são estritamente despesas. Portanto, ao projetar os fluxos de caixa, é necessário estimar todas as movimentações operacionais reais de caixa, incluindo o Imposto de Renda, associadas a cada opção de investimento em análise.

No primeiro momento, deve-se entender o conceito de fluxo de caixa incremental, que nada mais é do que aquele que se caracteriza como toda e qualquer alteração nos resultados futuros de caixa motivados pela implementação de um projeto. Tudo o que não sofrer variação devido à decisão de investimento tomada é irrelevante para o dimensionamento do fluxo de caixa; apenas são relevantes aqueles valores que se alteram na hipótese de ser implementada a proposta de investimento. Um dos aspectos mais relevantes na apuração dos fluxos de caixa incrementais é a identificação dos efeitos colaterais do projeto em avaliação sobre os demais resultados da empresa.

Ainda que seja evidentemente difícil estabelecer uma regra geral que abranja todos os possíveis eventos de caixa atribuíveis às decisões de investimentos, no Quadro 1 são apresentadas as principais movimentações financeiras que poderão ocorrer.

Quadro 1 - Principais movimentações financeiras.

Desembolso ou Investimento Inicial	Dizem respeito a todas as alterações nos gastos operacionais de uma empresa determinadas pela decisão de implementar um investimento
Receitas Operacionais	Equivalem aos montantes recorrentes de receitas provenientes de vendas diretamente atribuíveis a um projeto de investimento, que serão incorporados aos resultados operacionais da empresa.
Custos e Despesas Operacionais	Estão ligados a todas as variações observadas nos custos operacionais de uma empresa resultantes da decisão de realizar um investimento.
Despesas não desembolsáveis e Imposto de Renda	Diversas despesas não desembolsáveis (como a depreciação) não devem ser incluídas no cálculo dos fluxos de caixa. Esses montantes não representam um desembolso efetivo de caixa pela empresa e não são importantes para o processo de avaliação dos benefícios econômicos de uma proposta de

	investimento. Apesar disso, a depreciação influencia o fluxo de caixa reduzindo o valor do Imposto de Renda devido.
Vendas de Ativos	Esses valores são gerados pela venda de ativos fixos da empresa, sendo essas vendas contabilizadas como uma entrada de caixa. A alienação desses bens pode ocorrer no início ou no fim do projeto. Em qualquer uma das circunstâncias, tende-se considerar o valor bruto da venda, incluindo os custos que a empresa possa ter tido. Sendo assim, a alienação de ativos pode igualmente impactar o lucro tributável da empresa, devendo, portanto, ser levado em conta, ao calcular o valor da entrada de caixa, o efeito do Imposto de Renda.

Fonte: Assaf Neto (2020).

A partir disso, é possível separar a elaboração do fluxo de caixa em 4 passos, sendo eles: estimar as receitas e as despesas; estimar o lucro operacional líquido; estimar o lucro operacional bruto e por fim estimar o fluxo de caixa. O passo a passo é demonstrado pelo Quadro 2.

Quadro 2 - Passo a passo para a construção do Fluxo de Caixa.

(+) Receitas Operacionais
(-) Custos e Despesas Operacionais
(-) Depreciação
(=) Lucro Operacional Bruto ou LAIR
(-) Imposto de Renda
(=) Lucro Operacional Líquido ou LL
(+) Depreciação
(+/-) Variações no Capital de Giro
(-) Despesas de Capital
(=) Fluxo de Caixa Livre

Fonte: Assaf Neto (2020).

2.7.2 Tarifas e Taxas

Em consonância com o fluxo de caixa, é necessário a definição dos valores das taxas que imperam no âmbito econômico do país e do setor, sendo elas o reajuste tarifário anual da concessionária, definido e publicado anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, definindo assim as flutuações do preço da tarifa de energia elétrica vigente. Além disso, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e da taxa Selic são outros dois fatores que influenciam diretamente no fluxo de caixa de um investimento, sendo um responsável por ditar o rumo dos preços dos produtos, inflação, e o outro a taxa básica de juros da economia vigente no país. Com base nesses dois parâmetros, determina-se a taxa mínima de atratividade de um investimento (TMA), que basicamente dita a taxa de retorno que um investimento precisa gerar para ser considerado atrativo. A TMA é obtida através dos seguintes passos:

Passo 1: Obtenção dos valores do IPCA e Taxa Selic;

Passo 2: Determinação da taxa de retorno real desejada, sendo 3% uma taxa comum de retorno real mínima desejada;

Passo 3: Combinando a taxa de retorno real desejada com a inflação (IPCA), através da Equação 6:

$$TMA = (1 + Taxa\ de\ Retorno\ Real) \times (1 + IPCA) - 1 \quad (6)$$

2.7.3 Payback (Simple e Composto)

O conceito de *Payback* (PB) envolve calcular o tempo necessário para que o valor do investimento seja recuperado por meio dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. Segundo a regra do *Payback*, um projeto é considerado viável se o tempo necessário para recuperar o capital investido for igual ou inferior ao período máximo aceitável pela empresa, denominado período de corte.

- $PB < \text{Prazo de Corte}$ → Aceitar o projeto;
- $PB = \text{Prazo de Corte}$ → Indiferença entre aceitar ou rejeitar;
- $PB > \text{Prazo de Corte}$ → Rejeitar o projeto.

O período de *Payback* é frequentemente considerado um indicador crucial do risco ou da liquidez de um projeto de investimento. Quanto mais longo o período, maior o risco

associado à decisão de investimento. Em tempos de incerteza econômica ou restrições de liquidez, as empresas tendem a diminuir o período de *Payback* estabelecido como padrão. No entanto, uma das principais dificuldades ao usar esse método como critério de decisão a longo prazo é determinar o período padrão da empresa e sua relação com os objetivos de rentabilidade. O período padrão de *Payback* é subjetivo, e a literatura financeira carece de critérios mais robustos para estabelecer esse prazo máximo para as empresas e sua conexão com a meta de maximizar a riqueza dos proprietários (Assaf Neto, 2020).

Além disso, duas importantes restrições são normalmente imputadas ao método de *Payback*:

- a) não considera as quantias dos fluxos de caixa e sua distribuição ao longo dos períodos anteriores ao período de *Payback*;
- b) os fluxos de caixa que ocorrem após o período de *Payback* não são considerados.

Como no método do *Payback*, os fluxos de caixa recebidos em diferentes momentos são simplesmente somados nominalmente, sem serem descontados, para avaliar o prazo de recuperação do investimento realizado. Logo, já que os valores dos capitais variam ao longo do tempo, não é adequado somá-los sem considerar essa variação, ou seja, sem levar em conta o conceito de "valor do dinheiro no tempo".

Para contornar essas limitações, é comum introduzir o critério do fluxo de caixa descontado no método. A abordagem proposta consiste em atualizar os diversos fluxos de caixa para o momento inicial, utilizando uma taxa de desconto que leve em consideração o valor do dinheiro no tempo, e então comparar esse resultado líquido com o valor do investimento.

Assim, podemos separar esse método em dois:

- *Payback* Simples que corresponde a rapidez com que os fluxos de caixa gerados por um projeto cobrem o investimento inicial sem considerar a taxa de desconto;
- *Payback* Composto que corresponde a rapidez com que os fluxos de caixa gerados por um projeto cobrem o investimento inicial considerando a taxa de desconto, em outras palavras o *payback* descontado utiliza os fluxos de caixa descontados, levando os fluxos de caixa a valor presente.

Para calcular ambos os tipos de *Payback* é utilizado a Equação 7.

$$PB = PRP + \frac{CIP}{Fct} \quad (7)$$

Onde:

$PB = Payback$ (composto ou simples);

PRP = período de recuperação plena;

CIP = custo não coberto no início do período;

FC_t = fluxo de caixa durante o período;

2.7.4 Valor Presente Líquido (VPL)

Corresponde à soma dos valores presentes de cada um dos fluxos de caixa que ocorrem ao longo da vida do projeto, descontado pelo custo de capital, Equação 8.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - Investimento\ Inicial \quad ou \quad VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (8)$$

Onde:

FC_t = fluxo (benefício) de caixa líquido de cada período (no tempo);

i = taxa de desconto do projeto, representada pela rentabilidade mínima requerida.

Assim, um VPL positivo demonstra uma rentabilidade superior à mínima aceitável, enquanto um VPL negativo indica um retorno inferior à taxa mínima requerida para o investimento, ou seja, em última análise, o resultado econômico (riqueza) atualizado do projeto de investimento. Além disso, o VPL pressupõe, implicitamente, que seus fluxos intermediários de caixa devem ser reinvestidos à taxa de desconto utilizada na avaliação do investimento.

A partir disso, o critério de aceitação-rejeição do VPL é simples:

- $VPL < 0 \rightarrow$ Aceitar o projeto;
- $VPL = 0 \rightarrow$ Indiferença entre aceitar ou rejeitar;
- $VPL > 0 \rightarrow$ Rejeitar o projeto.

2.7.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é aquela que equilibra o valor presente das entradas (benefícios) e saídas de caixa (investimentos) em um projeto de investimento. É basicamente o lucro obtido na operação, expresso como uma taxa de juros.

A TIR é amplamente reconhecida como um indicador crucial e um dos mais utilizados para orientar decisões de investimento. Algebricamente, ela é a taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) seja igual a zero. De acordo com esse critério, um projeto de investimento é considerado viável se sua TIR for igual ou superior ao custo de oportunidade dos recursos necessários para sua implementação. Portanto, quanto maior a TIR, mais atrativo o projeto se torna.

A taxa interna de retorno de um projeto é precisa apenas se todos os fluxos intermediários de caixa forem reinvestidos na própria TIR calculada para o investimento. Se esses fluxos não alcançarem essa rentabilidade, a TIR do investimento será diminuída. Por isso, muitos projetos lucrativos em um determinado momento podem deixar de ser lucrativos ao longo de sua vida útil. A formulação da taxa interna de retorno é representada, supondo-se a atualização de todos os movimentos de caixa para o momento zero, pela Equação 9:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+TIR)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (9)$$

Onde:

I_0 = montante do investimento no momento zero (início do projeto);

I_t = montantes previstos de investimento em cada momento subsequente;

TIR = taxa de rentabilidade equivalente periódica (IRR);

FC = fluxos previstos de entradas de caixa em cada período de vida do projeto (benefícios de caixa).

3 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia empregada na determinação e validação de parâmetros de projetos para o dimensionamento dos sistemas de geração solar de energia elétrica para a unidade Sede da UFCG. O trabalho compreende 4 etapas, assim distribuídas:

- Descrição do local de estudo através da obtenção da localização geográfica;
- Análise tarifária do local de estudo junto a verificação da fatura de energia para captar o consumo médio dos últimos 12 meses, de modo a avaliar o comportamento do consumo de energia elétrica durante o ano. Além disso, obter os valores do kWh nas faixas de consumo da unidade e a demanda contratada;
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico para 3 situações, sendo a primeira para uma unidade única de geração para UC, a segunda para uma unidade de geração única limitado a demanda contratada da unidade, e o terceiro também será limitado a demanda contratada, entretanto, será distribuído em subsistemas espalhados por edifícios, avaliando a área útil dos seus telhados e a potência dos transformadores que os fornecem energia elétrica, atendendo assim, parcialmente o consumo;
- Avaliação da viabilidade econômica, estruturando o fluxo de caixa do projeto e obtendo os valores do VPL, *Payback* e TIR.

3.1 Características do local de estudo

O local escolhido para identificar as barreiras e facilitadores que influenciam diretamente a análise da viabilidade de implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) foi o campus sede da Universidade Federal de Campina Grande, situado na Rua Aprígio Veloso, 882 - Universitário, CEP 58429-900.

As coordenadas geográficas do local de implantação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) foram coletadas pelo *Google Maps* e a partir da planta disponibilizada no Anexo A. A localização e disposição geográfica do campus, possibilitará estimar a área disponível nos telhados dos prédios que compõem toda a região do campus, parte importante do estudo aqui apresentado.

3.2 Análise dos dados de consumo e tarifários do local de estudo

O consumo médio de energia elétrica foi coletado a partir da conta de energia da UFCG, Anexo B, sendo calculado o consumo médio entre os meses de fevereiro de 2023 a fevereiro de 2024, buscando obter um melhor entendimento do comportamento de consumo de energia elétrica da unidade consumidora. Outrossim, a conta de energia da UFCG também forneceu os dados tarifários da instituição, demonstrados no Quadro 3.

Quadro 3 - Dados Tarifários da UFCG.

Classe	Trifásica
Subclasse	A4 - Tensão de Fornecimento de 2,3 kV a 25 kV
Modalidade tarifária	MOD.TARIFÁRIA VERDE
Preço Pago por kWh - Horário de Ponta	R\$ 1,98484
Preço Pago por kWh - Horário de Fora Ponta	R\$ 0,38804
Demanda Contratada (kW)	1700

Fonte: Elaboração Própria (2024).

3.3 Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico - Grupo A

A etapa de dimensionamento do sistema fotovoltaico é dividida em 3 etapas, sendo a primeira a consolidação dos dados de localização, consumo de energia elétrica e os dados de fatura da UC.

Na segunda etapa, após avaliada a área da unidade são determinadas as possibilidades de instalação do sistema fotovoltaico, sendo averiguados os dados técnicos como: potência do painel fotovoltaico (FV), usado como referência; eficiência da placa utilizada; percentual de perda de eficiência da placa; taxa de desempenho global do sistema; potência dos inversores, tomados como modelo; percentual de *overload* (máximo de potência de entrada que o inversor suporta acima de sua potência nominal). A partir desses dados, foram feitos os cálculos descritos no item 2.5, sendo eles da energia gerada por painel (potência CC); cálculo da quantidade de painéis solares necessários para suprir a demanda da Unidade Consumidora (UC) para ambos os casos; cálculo da área necessária para instalação dos painéis; cálculo da potência

do inversor (potência CA); cálculo da quantidade de inversores necessários para os sistemas FV.

Por fim, na terceira etapa, determina-se a potência total da UC, considerando as resoluções normativas de N° 1.000 e 1.059 da ANEEL que limitam a potência total da central geradora à demanda da UC.

Portanto, este estudo visa apresentar três modelos compreendidos da seguinte maneira:

- Unidade única de geração atendendo todo o consumo da unidade consumidora;
- Unidade única de geração limitada a demanda contratada da unidade, atendendo parcialmente o consumo.
- 3 subsistemas de geração fotovoltaica como projeto piloto, para atendimento parcial do consumo de energia elétrica da UFCG, cuja potência esteja limitada a área útil do telhado e a potência do transformador de cada um desses subsistemas.

Para o primeiro e segundo modelo, foi considerado um sistema fotovoltaico instalado por completo no telhado, de forma a facilitar a análise de custo para esses casos.

O modelo três foi delimitado para ser um projeto piloto, pois só foi possível obter dados de 3 transformadores no território da instituição e, como enfatizado, os subsistemas são limitados tanto pela área útil dos telhados dos prédios, como também pela potência dos transformadores. Assim, esse modelo entregará uma geração de energia elétrica parcial, sendo menor que o sistema delimitado pelo limite de demanda da UC. Tendo isso em mente, os subsistemas foram selecionados a partir desses 3 transformadores, sendo importante destacar que para aqueles prédios que não foram possíveis obter a confirmação de uma área de telhado disponível para instalação dos módulos, foi adotado uma medida de segurança determinada pela utilização de apenas 80% de sua área útil. A estimativa de área foi estabelecida a partir da planta apresentada no Anexo A. Os subsistemas definidos estão descritos no Quadro 4.

Quadro 4 - Subsistemas Selecionados.

Subsistemas	Transformador	Potência do Transformador (kV)	Prédios	Área do telhado (m ²)	Área útil (m ²)	Área Total (m ²)
1	Tr 24	300	Reenge - Bloco CB	663,14	663,14	1.958,43
			Bloco CD	674,55	674,55	
			Central de Laboratórios - CEEI	480	480	
			Labfren - Bloco CG1	175,92	140,736	
2	Tr 09	112,5	Bloco AB	679,98	543,984	1.071,77
			Reitoria - Bloco AA	659,73	527,784	
3	Tr 25	300	LARCA	243,61	194,888	3.209,62
			LabMet	556,01	444,808	
			Bloco CG	1059,9	847,92	
			Diretoria do CEEI	386,86	386,86	
			Embedd	451,62	361,296	
			IECOM	256,18	204,944	
			Bloco CH	961,13	768,904	

Fonte: Elaboração Própria (2024).

É importante ressaltar que os prédios Central de Laboratórios - CEEI e a Diretoria do CEEI, Bloco CD e Reenge - Bloco CB foram os únicos que foram possíveis confirmar uma área de telhado limpa, como pode ser observado pelas Figuras 12, 13 e 14.

Figura 12 - Central de Laboratórios - CEEI e Diretoria do CEEI.



Fonte: Acervo do autor, 2024.

Figura 13 - Bloco CD.



Fonte: Acervo do autor, 2024.

Figura 14 - Reenge - Bloco CB.



Fonte: Acervo do autor, 2024.

3.4 Análise de Viabilidade Econômica

Segundo Rodrigues et al., 2016, a viabilidade dos projetos de sistemas fotovoltaicos (FV) depende da interação de diversos fatores, incluindo o custo do investimento, as tarifas de energia elétrica, os incentivos governamentais, a radiação solar e outros aspectos relevantes. Além disso, para Bona (2016), a análise de viabilidade econômica de qualquer projeto é baseada na aplicação de técnicas quantitativas, para identificar a melhor forma de investimento entre várias opções disponíveis, permitindo assim, visualizar se há rentabilidade, de quanto ela pode ser e se o investimento será positivo ou não. Os métodos mais comuns para análise de investimento incluem o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, a partir desses parâmetros é possível validar a excelência do investimento.

A partir disso, a análise econômica foi feita para o modelo 2 e 3, propostos no item 3.3, e esta etapa foi dividida em três partes: estimativa de custos; definição de tarifas e taxas aplicadas na verificação do retorno econômico; cálculo dos indicadores para verificação da rentabilidade do projeto.

O levantamento dos custos foi feito utilizando a plataforma da Belenus para definir o valor do equipamento utilizado em cada subsistema, sendo definido um kit base que será multiplicado pela quantidade de vezes utilizado no subsistema. Além disso, para completar o custo será adicionado o valor de instalação utilizado no mercado atual, que varia de 100 a 120 reais por módulo instalado, o valor de manutenção, que segundo empresas especializadas do ramo asseguram que a execução desse tipo de serviço pode custar entre 0,5% e 1,0% do valor do sistema (PERONDI, 2019) anual, sendo considerado de 1% para esse trabalho e considerando um lucro de 30% da empresa que prestará o serviço. Foram estabelecidos a vida útil do sistema FV e o percentual anual de perda linear de eficiência do módulo FV.

Na análise de viabilidade econômica, primeiramente foi definido os valores da taxa de reajuste anual da tarifa de energia elétrica e a tarifa de energia elétrica, ambas utilizadas para a definição da receita do projeto, onde a taxa de reajuste foi obtida através da média dos últimos 5 anos e a tarifa obtida com a fatura de energia elétrica da UFCG, anexo B. No segundo momento, foram adquiridos os valores dos últimos cinco anos do IPCA e da taxa Selic e feito a média, com o intuito de definir a taxa mínima de atratividade (TMA) do investimento e reajustar os valores da manutenção com base na inflação. Assim, foi elaborado o fluxo de caixa do projeto considerando o prazo de 25 anos de vida útil. Ademais, a análise de viabilidade econômica foi realizada por meio de planilhas feitas no Excel para a aquisição dos seguintes dados: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado. Os resultados provenientes destas operações foram consolidados em tabelas e gráficos.

É importante salientar que para a formação do fluxo de caixa e conseqüentemente para a obtenção dos indicativos não foi considerado a progressão da taxa de imposto do fisco B imposta pela lei 14.300, pois por mais que isso signifique uma alteração dos valores finais foi considerado uma alteração pouco significativa para a tomada de decisão final do investimento.

4 RESULTADOS

O estudo de caso tem por objetivo realizar a análise de viabilidade econômica de implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) na UFCG, Campus SEDE-PB, sendo feito primeiramente o dimensionamento desse sistema com dados de consumo real da Unidade Consumidora (UC).

Considerando o que foi abordado no tópico 2.5 e com isso evidenciando que a instalação de painéis fotovoltaicos no solo ocuparia uma grande área, que poderia ser destinada a outras finalidades e que as instituições federais, em sua grande maioria, possuem uma grande densidade de edifícios o que por consequência representa uma vasta área útil de telhados, identificou-se que os telhados dos edifícios do Campus de Campina Grande da UFCG - Sede são os locais mais adequados para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

4.1 Levantamento do Consumo de Energia Elétrica da UC

O período selecionado para levantamento dos dados de consumo energético da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campus Sede, foi o compreendido entre fevereiro de 2023 a fevereiro de 2024, sendo esses dados obtidos através da conta de energia da UC, disponível no anexo B. Então, zelando pela segurança do processo de levantamento de consumo energético mais próximo possível da realidade desta Instituição Federal de Ensino Superior (IFES), estabelece-se as médias de consumo tanto no horário de ponta como no horário fora da ponta, com isso elaborou-se a Tabela 3.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica UFCG - Campus Sede.

CONSUMO	PONTA (kWh)	FORA PONTA (kWh)	TOTAL (kWh)	VALOR DA FATURA
Fevereiro	39.365,20	377.809,04	417.174,24	R\$ 224.738,64
Março	22.319,36	267.033,48	289.352,84	R\$ 147.920,03
Abril	24.135,75	278.618,20	302.753,95	R\$ 156.020,61
Maiο	31.273,48	337.927,80	369.201,28	R\$ 193.202,36
Junho	35.338,52	347.488,40	382.826,92	R\$ 204.980,71
Julho	31.312,96	299.774,72	331.087,68	R\$ 178.475,80
Agosto	35.403,48	315.105,84	350.509,32	R\$ 192.543,91

Setembro	25.170,04	254.015,72	279.185,76	R\$ 148.526,76
Outubro	28.021,00	271.148,36	299.169,36	R\$ 160.833,61
Novembro	37.960,72	384.469,68	422.430,40	R\$ 224.535,57
Dezembro	28.224,00	295.204,84	323.428,84	R\$ 170.571,41
Janeiro	34.754,44	347.429,32	382.183,76	R\$ 203.798,48
Fevereiro	25.767,84	279.876,24	305.644,08	R\$ 159.748,22
TOTAL ANUAL	399.046,79	4.055.901,64	4.454.948,43	R\$ 2.365.896,10
MÉDIA	30.695,91	311.992,43	342.688,34	R\$ 181.992,01

Para o correto dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) foi preciso considerar algumas premissas que advêm das resoluções nº 1000 e 1059 da ANEEL, especificados no item 2.4. É importante destacar que pelo fato da compensação de energia produzida ter que ocorrer prioritariamente no mesmo horário em que foi gerada, é realizado o cálculo do fator de compensação/correção, dado pela razão entre tarifas de energia no horário de ponta (TE Ponta) e fora de ponta (TE Fora), buscando se fazer um “sobre dimensionamento” do sistema para que o horário onde a energia é mais cara, horário de ponta, seja totalmente contemplado pelos créditos gerados durante o dia, visto que o excedente injetado na rede, gera créditos equivalentes à Tarifa de Consumo Fora-Ponta e por consequência a compensação da energia consumida no horário de ponta será feita somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta, uma vez que a energia é gerada nesse posto tarifário, já que os sistemas fotovoltaicos só geram energia durante o dia.

A partir dos dados do Quadro 3, dados tarifários da UFCG, foi coletado os valores correspondentes a TE Ponta e TE Fora Ponta, sendo eles respectivamente R\$ 1,98484 e R\$ 0,38804. Com isso, é obtido o FC através da Equação 1, apresentada no item 3.2:

$$FC = \frac{1,98484}{0,38804} = 5,115 \quad (1)$$

Em posse do fator de compensação e dos dados de consumo fornecidos pelo Quadro 3, pode-se obter o valor do consumo total da UC utilizando a Equação 2, apresentada no item 2.4:

$$E = E_{FP} + (E_P * FC) \quad (2)$$

Sabendo que E_{FP} é consumo fora ponta e E_P é o consumo na ponta, logo:

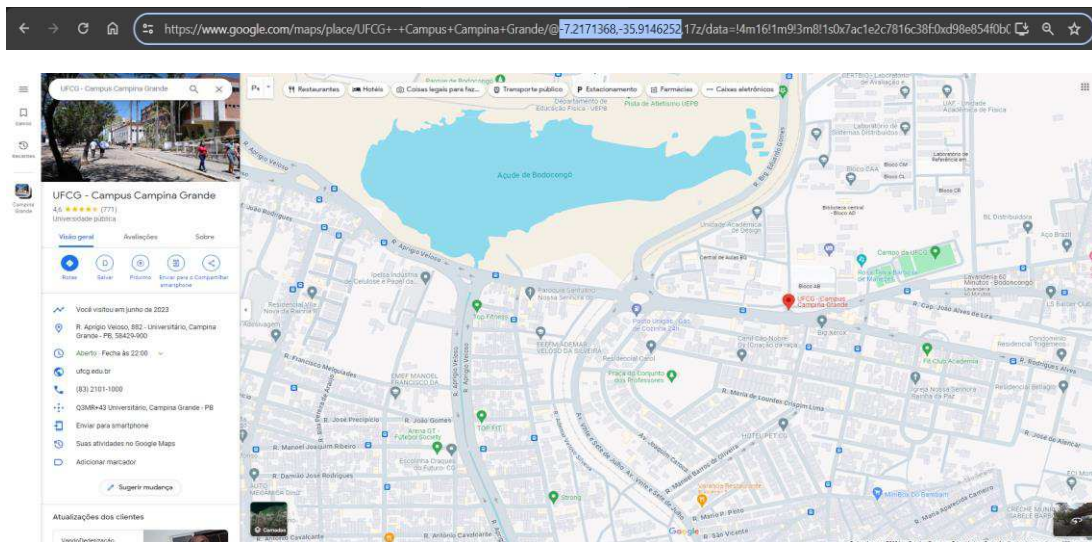
$$E = 311.192,43 + (30.695,91 * 5,115) = 468.202 \text{ kWh}$$

É importante destacar que esses valores representam o consumo médio mensal da unidade, sendo eles utilizados para o dimensionamento final do sistema.

4.2 Verificação do HSP da UC

Utilizando o programa *SunData*, disponibilizado pelo CRESESB [36], é possível obter a irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. Ele permite a localização de pontos próximos usando coordenadas geográficas de latitude e longitude, que podem ser inseridas em formato de graus decimais (00.00°) ou graus, minutos e segundos (00°00'00"). Com isso, utilizando o *Google Maps* foi obtido as coordenadas da unidade consumidora que possui latitude de -7.2171368 e longitude de -35.9146252, conforme mostrado na Figura 15.

Figura 15 - Coordenadas geográficas da UFCG, Campus Sede.



Fonte: *Google Maps*, 2024.

Após preencher os espaços com os dados da latitude e longitude o *SunData* forneceu dados de 3 estações próximas do ponto estabelecido, no qual foi escolhida a primeira localidade que possui uma média de 5,32 kWh/m².dia de irradiação para o plano horizontal, ambos os passos podem ser visualizados nas Figura 16 e 17.

Figura 16 - Inserção das coordenadas.

Coordenada Geográfica

Latitude **Longitude** Oeste

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Fonte: MME, 2018.

Figura 17 - Irradiação solar no plano inclinado.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Campina Grande
Município: Campina Grande, PB - BRASIL
Latitude: 7,201° S
Longitude: 35,949° O
Distância do ponto de ref. (7,217137° S; 35,914625° O): 4,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,85	5,90	5,95	5,35	4,66	4,12	4,24	5,01	5,66	5,97	6,19	5,97	5,40	2,07
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	7° N	5,61	5,75	5,95	5,49	4,88	4,36	4,46	5,19	5,71	5,87	5,96	5,68	5,41	1,59
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	4° N	5,72	5,82	5,96	5,44	4,79	4,26	4,37	5,12	5,70	5,92	6,06	5,81	5,41	1,79
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	24° N	4,80	5,17	5,67	5,58	5,21	4,74	4,80	5,38	5,59	5,37	5,14	4,79	5,19	,93

Fonte: MME, 2018.

Considerando que o presente estudo de caso se refere a implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR), o “valor da irradiação solar diária média anual”, HSP, a ser usado para o cálculo de dimensionamento do sistema é o de 5,40 kWh/m².dia (Plano Horizontal), como indicado na Figura 17. Vale ressaltar, que os meses que apresentaram menores valores de irradiação solar foram junho e julho, sendo que o valor da menor irradiação diária média mensal foi registrada no mês de junho (4,12 kWh/m².dia). Já os meses que indicaram maiores valores de irradiação diária média mensal foram novembro (6,19 kWh/m².dia) e outubro/dezembro (5,97 kWh/m².dia).

4.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Foi escolhido o inversor da *Huawei* de 75 kW, modelo SUN2000-75KTL-M1, o inversor *Huawei* de 40 kW, modelo SUN2000-40KTL-M3, e o módulo padrão a ser utilizado será o bifacial da *Canadian*, modelo BiHiKu7, com potência de 655 W. É importante salientar, que o inversor de 75 kW suporta 115 módulos e observando no *datasheet* a corrente de curto circuito

e a tensão de curto circuito tem-se como arranjo recomendado uma disposição de 5 linhas com 23 módulos em cada, e o de 40 kW que suporta 61 módulos têm-se como arranjo recomendado uma disposição de 3 linhas contendo 15 módulos e uma linha com 16 módulos, não considerando os inversores operando em *overload*. Os *datasheet* dos equipamentos estão disponíveis no Anexo C, D e E, respectivamente.

4.3.1 Dimensionamento para o primeiro modelo

O primeiro modelo compreende um sistema com uma única unidade geradora capaz de suprimir todo o consumo da instituição. Assim, em posse do consumo da unidade, do HSP e considerando a eficiência do sistema de 85%, pode-se substituir os valores na Equação 3, apresentada no item 2.4.

$$P_{kWp} = \frac{E}{\eta * HSP * Dias/Mês} = \frac{468.202 kWh}{0,85 * 5,40 * 30,4} \quad (3)$$

$$P_{kWp} = 3.355,4 kWp$$

Em posse da potência pico do sistema, utilizando o inversor descrito acima e usando a Equação 10, tem-se:

$$N^{\circ} \text{ de Inversores} = \frac{PkWp}{PkW \text{ do inversor}} \quad (10)$$

$$N^{\circ} \text{ de Inversores} = 45 \text{ inversores}$$

Logo serão necessários 45 modelos. Em continuidade, utilizando o módulo descrito acima e utilizando a Equação 4 é possível determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema.

$$N^{\circ} \text{ de Módulos} = \frac{3.355,4 kWp}{0,655 kWp} = 5.123 \text{ módulos} \quad (4)$$

Com essa quantidade de módulos e sabendo que a área de 1 módulo é de 3,11 m², coletada no *datasheet* do equipamento, é necessária uma área útil total de 15.913,84 m² para a instalação do sistema fotovoltaico.

4.3.2 Dimensionamento para o segundo modelo

O segundo modelo compreende um sistema com uma única unidade geradora limitada à demanda contratada da unidade, suprimindo parcialmente o consumo da UC. É importante destacar que de acordo com as normativas 1000 e 1059 da ANEEL, que regulamentam a GD, a potência máxima do sistema fotovoltaico (FV) é limitada pela demanda contratada da UC, conseqüentemente a maior potência para o sistema fotovoltaico da UFCG seria de 1.700 kWp, já que, como demonstrado no Quadro 3, a demanda contratada da instituição é de 1.700kW. A unidade consumidora deve solicitar um aumento de carga a concessionária que avaliará se a rede suporta ou não esse acréscimo, caso seja possível efetuar o aumento da carga acarretará uma elevação no preço da fatura mensal da unidade, já que mesmo com sistema de geração própria é necessário o pagamento da demanda contratada, que para o caso da UFCG custa aproximadamente R\$ 30,08 por kW, dados obtidos na conta de energia elétrica no anexo B.

Considerando o sistema limitado pela demanda contratada, têm-se os seguintes valores:

$$P_{kWp} = 1.700 \text{ kWp}$$
$$N^{\circ} \text{ de Módulos} = \frac{1.700 \text{ kWp}}{0,655 \text{ kWp}} = 2.596 \text{ módulos} \quad (4)$$

Utilizando a Equação 3 para encontrar a geração mensal correspondente, tem-se:

$$P_{kWp} = \frac{E}{\eta * HSP * Dias/Mês} \rightarrow E = P_{kWp} * \eta * HSP * Dias/Mês \quad (3)$$

Assim, para esse modelo tem-se uma geração de 237.211,2 kWh, representando 50,66% da geração total necessária para a instituição. Para uma melhor visualização, apresenta-se a Tabela 4 com o dimensionamento do SFCR, considerando a Geração Necessária capaz de suprir toda a demanda energética da UFCG, por outro lado, a Geração Possível, chamada assim neste trabalho apenas a título de diferenciação da primeira, por ser a energia que se pode produzir no sistema de geração, tendo em vista a limitação imposta pela demanda contratada. Além disso, sabendo que a área de 1 módulo é de 3,11 m², coletada no *datasheet* do equipamento, logo com essa quantidade de módulos é necessária uma área útil total de 8.064,10 m² para a instalação do sistema fotovoltaico.

Vale salientar que, para o dimensionamento do SFCR foi preferível não trabalhar com os inversores funcionando em *overload* (saturados), pois essa prática reduz o tempo de vida útil do equipamento, tendo assim, impacto direto na viabilidade do investimento.

Tabela 4 - Dimensionamento do SFCR.

DIMENSIONAMENTO	GERAÇÃO NECESSÁRIA	GERAÇÃO POSSÍVEL	DIFERENÇA (GN - GP)
Energia Gerada (kWh/mês)	468.202,0	237.211,2	230.990,8
HSP (kWh/m ² .dia)	5,4	5,4	N/A
Perdas	15%	15%	N/A
Potência Pico do Sistema FV (kWp)	3.355,4	1.700,0	1.655,4
Potência do Módulo Fotovoltaico (W)	655	655	0
Quantidade Módulos	5.123	2.596	2.527
Potência do Inversor (kW)	75	75	0
Quantidade de Inversores	45	23	22
Área total (m ²)	15.913,84	8.064,10	7.849,7

4.3.3 Dimensionamento para o terceiro modelo

O terceiro modelo é o que mais se encaixa nas características da UFCG, pois ele compreende um sistema espalhado em subsistemas, ou seja, com várias unidades geradoras limitadas a área útil dos prédios e potência dos transformadores que atendem os mesmos.

Devido a limitações de informações dos transformadores da universidade, a potência total dos sistemas foi limitada à soma dos transformadores que alimentam os 3 subsistemas apresentados pelo Quadro 4, ou seja, a potência pico foi de 712,5 kWp, entretanto adicionando mais transformadores essa metodologia é capaz de possuir um valor de potência pico que satisfaça tanto a geração do modelo um, quanto a geração do modelo dois.

$$P_{kWp} = 712,5 \text{ kWp}$$

$$\text{Nº de Módulos} = \frac{1.700 \text{ kWp}}{0,655 \text{ kWp}} = 1.088 \text{ módulos} \quad (4)$$

Para esse caso, utilizando a Equação 3 da mesma forma que foi utilizado no dimensionamento do modelo dois, tem-se uma geração mensal correspondente a 99.419,4 kWh,

representando 21,23% da geração total necessária para a instituição. Ademais, sabendo que a área de 1 módulo é de 3,11 m², logo para essa quantidade de módulos será necessária uma área útil de telhado de 3.379,7 m². Assim, os Quadros 5, 6 e 7 demonstram as divisões dos subsistemas de acordo com os transformadores. Além disso, é importante ressaltar que os prédios Reenge - Bloco CB, Bloco CD, Central de Laboratórios - CEEI e a Diretoria do CEEI tiveram a prioridade de instalação dos módulos, já que foi possível averiguar a área dos seus telhados.

Quadro 5 - Subsistema 1.

Subsistema 1 - Transformador Tr 24						
Potência do Transformador (kV)	Quant. de Módulos	Prédios	Quant. Inversores de 75kW	Quant. Inversores de 40kW	Quant. Módulos	Área Útil Usada (m ²)
300	458	Reenge - Bloco CB	1	1	176	529,87
		Bloco CD	1	1	176	529,87
		Central de Laboratórios - CEEI	1	-	106	319,13
		Labfren - Bloco CG1	-	-	-	-

Fonte: Elaboração Própria (2024).

Quadro 6 - Subsistema 2.

Subsistema 2 - Transformador Tr 09						
Potência do Transformador (kV)	Quant. de Módulos	Prédios	Quant. Inversores de 75kW	Quant. Inversores de 40kW	Quant. Módulos	Área Útil Usada (m ²)
112,5	172	Bloco AB	-	1	57	171,61
		Reitoria - Bloco AA	1	-	115	346,22

Fonte: Elaboração Própria (2024).

Quadro 7 - Subsistema 3.

Potência do Transformador (kV)	Quant. de Módulos	Prédios	Quant. Inversores de 75kW	Quant. Módulos	Área Útil Usada (m ²)
300	458	LARCA	-	-	
		LabMet	-	-	
		Bloco CG	1	115	346,22
		Diretoria do CEEI	1	113	340,20
		Embedd	1	115	346,22
		IECOM	-	-	-
		Bloco CH	1	115	346,22

Fonte: Elaboração Própria (2024).

Pensando no uso futuro dessa metodologia e tendo em mente que na área da instituição pode haver transformadores de 150 kV e de 225 kV, o Quadro 8 mostra o valor de módulos suportáveis e de área útil necessária para cada um desses equipamentos utilizando o módulo bifacial da *Canadian*, modelo BiHiKu7, com potência de 655 W. Caso o módulo escolhido seja diferente é necessário apenas dividir a potência do transformador pela potência do módulo para obter o número de placas fotovoltaicas suportáveis pelo transformador e em seguida obter a área útil é necessário coletar o tamanho da nova placa fotovoltaica no *datasheet* do equipamento e multiplicar pela quantidade encontrada anteriormente.

Quadro 8 - Dimensionamento para sistemas com transformadores de 115 e 225 kV.

Potência do Transformador (kV)	Num. De Módulos	Área útil (m ²)
115	176	545,39
225	344	1067,07

Fonte: Elaboração Própria (2024).

4.4 Avaliação da viabilidade econômica

A análise econômica foi dividida em 3 etapas, a primeira consta no levantamento dos custos dos 3 modelos propostos neste trabalho, a segunda consiste na definição das tarifas e das taxas aplicadas na verificação do retorno financeiro do investimento e por fim na montagem do fluxo de caixa utilizando o Excel, obtendo assim os indicadores de rentabilidade do projeto. É importante ressaltar que, apesar de levantar os custos dos 3 modelos a montagem do fluxo de caixa contemplará apenas o modelo 2 e 3, pois a possibilidade de a concessionária permitir um aumento de carga de 1.700 kW para 3.500 kW é remota, visto que um aumento desse porte necessitará de uma gama de melhorias na rede básica que atende os arredores da instituição.

4.4.1 Levantamento dos Custos

Para a determinação dos custos, foi utilizado a plataforma da Belenus onde os dois kits base definidos foram:

- O primeiro composto pelo inversor da *Huawei* de 75 kW, modelo SUN2000-75KTL-M1, pelo módulo fotovoltaico bifacial da *Canadian*, modelo BiHiKu7, com potência de 655 W, pelo kit de sustentação próprio para telhas de fibrocimento, string box, adaptador para wifi, DPS e cabo DC de 6 mm.
- O segundo composto pelo inversor *Huawei* de 40 kW, modelo SUN2000-40KTL-M3, pelo módulo fotovoltaico bifacial da *Canadian*, modelo BiHiKu7, com potência de 655 W, pelo kit de sustentação próprio para telhas de fibrocimento, *string box*, adaptador para wifi, DPS e cabo DC de 6 mm.

É importante ressaltar que, o custo do projeto é composto pelo valor dos equipamentos, pelo valor de instalação, fixado em R\$ 120,00 por módulo instalado, pelo valor de manutenção, 1% do valor total do sistema, e considerando um lucro de 30% da empresa que prestará o serviço. Assim, o valor do primeiro kit base foi de R\$ 113.496,92 e o do segundo kit R\$ 62.615,24. Com isso, o Quadro 9 mostra o valor dos custos para os 3 modelos propostos neste estudo.

Quadro 9 - Levantamento dos Custos para os 3 modelos.

	Valor Equipamento	Instalação	Manutenção	Valor do Serviço	Total
Modelo 1	R\$ 5.107.361,40	R\$ 614.760,00	R\$ 57.221,21	R\$ 1.733.802,78	R\$ 7.513.145,40

Modelo 2	R\$ 2.610.429,16	R\$ 311.520,00	R\$ 29.219,49	R\$ 885.350,60	R\$ 3.836.519,25
Modelo 3	R\$ 1.095.821,08	R\$ 130.560,00	R\$ 12.263,81	R\$ 371.593,47	R\$ 1.610.238,36

Fonte: Elaboração Própria (2024).

4.4.2 Definição das tarifas e taxas

Nos últimos cinco anos, os reajustes tarifários para os consumidores do grupo A4 da Energisa Paraíba variaram significativamente. Através da ANEEL e do Mercado Livre de Energia Elétrica, foi obtido os dados anuais de reajuste para os consumidores de alta tensão, incluindo o grupo A4 (de 2,3 a 25 kV), sendo em 2019 de 5,73%, em 2020 de 5,85%, em 2021 de 9,89%, em 2022 de 3,49% e em 2023 de -10,63%, essa redução é devido à unificação tarifária e ajustes em custos de aquisição e distribuição de energia. Com isso, a média de reajuste tarifário para os consumidores do grupo A4 da Energisa Paraíba nos últimos cinco anos é de aproximadamente 2,87% (ANEEL, 2023; Mercado Livre de Energia, 2023).

Em conformidade a análise feita na taxa de reajuste tarifário, foi obtido um valor médio dos últimos 5 anos do IPCA e da Taxa Selic de 5,86% e 8,25%, com base nos dados fornecidos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Banco Central do Brasil e a revista Exame.

Em posse dos valores médios do IPCA e da Taxa Selic e supondo uma taxa de retorno real desejada de 5%, um pouco acima do 3%, que é um valor considerado base para esse parâmetro, foi possível a dedução de uma TMA de aproximadamente 11,2%.

Vale salientar que a tarifa que foi considerada nesta pesquisa para verificar a economia anual que o sistema fotovoltaico poderá oferecer a Instituição Federal de Ensino Superior (IFES), tanto para o modelo 2 quanto para o modelo 3, é a fora ponta, pois supõe-se que toda energia será consumida de forma imediata, no mesmo horário em que for produzida, já que ambos os modelos garantem uma geração mensal de energia elétrica de 237.211,2 kWh e 99.419,4 kWh, respectivamente, e o consumo médio mensal do horário fora ponta é de 311.992,43 kWh., assim como apresentado no Quadro 3. A tarifa fora de ponta equivale a R\$ 0,38804 por kWh, sendo 20% de ICMS, 0,9671% de PIS e 4,4544% de COFINS, conforme fatura do mês de fevereiro de 2024 da UFCG, Campus Sede.

4.4.3 Montagem do Fluxo de Caixa

Para a montagem do fluxo de caixa, as receitas foram obtidas através da geração proporcionada pelo sistema vezes a tarifa fora ponta, representando aproximadamente o valor de economia que o sistema fornece anualmente para a instituição. Além disso, foi considerada uma perda linear de eficiência dos módulos fotovoltaicos por ano de 1%.

Em complemento, para a avaliação da depreciação foi considerado o procedimento MACRS básico (Gitman, 2013), onde o valor depreciável de um ativo (o montante a ser depreciado) é o seu custo total, inclusive despesas de instalação. Outrossim, para esse tipo de investimento não há uma aplicação de imposto de renda, o que gera a retirada do lucro operacional do líquido do fluxo de caixa. Assim, foi elaborado o Fluxo de Caixa de ambos os modelos (Anexo F e G) e realizados os cálculos desses indicadores, conforme resultados apresentados no Quadro 10.

Quadro 10 - Resultados dos Indicadores.

INDICADOR	RESULTADO
MODELO 2	
Investimento Inicial	R\$ 3.836.519,25
VPL	R\$ 6.083.462,98
Taxa Interna de Retorno - TIR	30%
Payback Simples	3,44 anos
Payback Descontado	4,56 anos
MODELO 3	
Investimento Inicial	R\$ 1.610.238,36
VPL	R\$ 2.489.160,05
Taxa Interna de Retorno - TIR	30%
Payback Simples	3,45 anos

Payback Descontado	4,59 anos
--------------------	-----------

Fonte: Elaboração Própria (2024).

Como é demonstrado no Quadro 10, para o segundo modelo que compreende um sistema com uma única unidade geradora limitada à demanda contratada da unidade e que tem como investimento inicial o valor de R\$ 3.836.519,25 para implantação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) o Valor Presente Líquido (VPL) seria positivo, maior que zero, com um valor de R\$ 6.083.462,98, indicando que o investimento deve gerar mais valor do que custa, ou seja, quando comparado a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto faria a Universidade Federal Campina Grande recuperar seu investimento inicial e ainda renderia em valores monetários atuais o valor correspondente ao VPL. Além disso, com uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 30% ao ano, que é superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto, o investimento torna-se atrativo quando comparado com outras alternativas de rendimento. Isso ocorre porque quanto maior for a TIR em relação à TMA, maior será o VPL, tornando o investimento mais vantajoso.

O *Payback* descontado do investimento é de 4,56 anos, como pode ser visto pela Figura 18. A partir desse período, a instituição recupera seu investimento e começa a obter lucro até o final da vida útil do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), que, neste caso, é de 25 anos. É um período de *Payback* onde o projeto se pagará em aproximadamente 18,24% da vida útil do sistema, restando ainda 81,79% para gerar lucros, evidenciando ainda mais que é um investimento altamente rentável para a universidade.

Figura 18 - Gráfico do *Payback* Descontado - Modelo 2.



Fonte: Elaboração Própria (2024).

Para o terceiro modelo, pode-se ver no Quadro 10 que os resultados dos indicativos seguiram na mesma direção do modelo dois, apresentando um valor de VPL positivo de R\$ 2.489.160,05 e uma TIR de 30%, ambos indicando que o investimento no modelo 3 é altamente rentável e atrativo. Além disso, como é mostrado na Figura 19, o valor de *Payback* Descontado foi de 4,59 anos, o que demonstra que o sistema utilizará apenas 18,36% da vida útil do para se pagar, restando ainda 81,64% para gerar lucros.

Figura 19 - Gráfico do *Payback* Descontado - Modelo 3.



Fonte: Elaboração Própria (2024).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral deste estudo foi analisar a viabilidade econômica de implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) na UFCG como alternativa para aliviar os custos operacionais com energia elétrica da instituição. O método de pesquisa teve uma abordagem qualitativa e para atingir o objetivo proposto utilizou-se indicadores para análise econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado.

Durante o desenvolvimento deste TCC foi possível validar que ambos os modelos propostos e avaliados garantem a instituição uma grande economia mensal na conta de energia elétrica e por consequência uma diminuição dos custos operacionais da instituição. Além disso, através da obtenção dos indicadores econômicos foi ratificado que ambos os modelos mostram-se investimentos altamente rentáveis e atraentes, com um período de retorno de capital muito baixo, deixando evidente para a instituição que essa solução se mostra o melhor caminho para a desoneração dos custos com energia elétrica da universidade.

A abordagem aplicada pelo terceiro modelo se mostrou bastante promissora na resolução desse problema, mesmo com todas as limitações de informações impostas pela universidade, essa forma de aplicação para a execução do sistema se encaixa perfeitamente com as condições físicas existentes na universidade e com mais transformadores listados tem um potencial de aplicação para um sistema que contemple todo o consumo da UFCG. Do ponto de vista da viabilidade econômica, o modelo três obteve um VPL menor que o do modelo dois, entretanto apresentou uma TIR e um *Payback* Descontado praticamente igual, tendo um investimento inicial muito menor; por conta disso, se mostra a melhor alternativa.

É necessário enfatizar que o investimento em sistema FV exige inicialmente uma grande quantidade de recursos, sendo um grande limitante para esse tipo de solução, entretanto para as universidades públicas esses recursos podem advir de chamadas públicas, como foi o caso da Chamada Pública MCT/FINEP/FNDC/CT-INFRA/Energias Renováveis 2022 feita pelo Finep, principal fomentador de desenvolvimento tecnológico e científico do país. Além disso, essa fonte de financiamento também pode vir de entidades políticas ativas do estado, através de ementas que fomentem o avanço tecnológico e o desenvolvimento da região.

Diante do exposto, o trabalho de conclusão de curso respondeu ao objetivo principal, mostrando a Universidade Federal de Campina Grande que o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede se coloca como solução para um dos grandes males das instituições públicas do país, os

custos com energia elétrica mensais. Além disso, dá abertura para a realização de novos estudos e análises de microssistemas espalhados pela universidade.

5.1 Recomendações para trabalhos futuros

Embora a análise proposta tenha sido bem-sucedida no contexto de tomada de decisão para a instalação do sistema FV, indicando qual dos dois modelos é mais adequado para a universidade, alguns pontos técnicos são importantes para aumentar a precisão dos resultados da análise econômica. Como sugestão, destacam-se:

- Fazer o orçamento com no mínimo 3 empresas diferentes e obter a média dos custos de implementação de cada modelo;
- Realizar uma consulta com a concessionária para avaliar o aumento de carga necessário para a implementação do primeiro modelo;
- Refazer o fluxo de caixa contemplando diferentes cenários, inserindo situações extraordinárias, como é o caso da pandemia, visando obter maior segurança na tomada de decisão quanto ao investimento.

REFERÊNCIAS

ABRAHÃO, K. C. de F. J.; SOUZA, R. G. V. de. Estimativa da evolução do uso final de energia elétrica no setor residencial do Brasil por região geográfica. **Ambiente Construído**, [S. l.], v. 21, n. 2, p. 383–408, 2021. Disponível em: <<https://seer.ufrgs.br/index.php/ambienteconstruido/article/view/99289>>. Acesso em março de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Acesso em maio de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL N° 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Acesso em maio de 2024.

ALMEIDA, et al. Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica. **Rev Fumec**, v. 1, n. 2, p. 1-13, 2015. Disponível em <<http://revista.fumec.br/index.php/eol/article/view/3574>>. Acesso em março de 2024.

ANDIFES, “Acompanhe a execução orçamentária das universidades federais” 2021. Disponível em: <https://www.andifes.org.br/?p=85000>. Acesso em fevereiro de 2024.

ASSAF NETO, A. **Finanças Corporativas e Valor**. 8 ed. São Paulo: Atlas, 2020.

BONA, A. **Conheça os métodos de análise de investimentos**. 2016. Disponível em: <https://andrebona.com.br/analise-de-investimentos/>. Acesso em maio de 2024.

BRASIL. Aprovadas as novas tarifas da Energisa Paraíba. Disponível em <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aprovadas-as-novas-tarifas-da-energisa-paraiba>>. Acesso em maio de 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética**. Fontes. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. Acesso em: fevereiro de 2024.

CHEIN, F.; LEMOS, M. B.; ASSUNÇÃO, J. J. Desenvolvimento desigual: evidências para o Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, v. 16, n. 3, p. 301-330, 2007.

CORREIA, P.J.; CULCHESK, A. S.; REGO, E.E. Is the energy tariff expensive for captive customers in Brazil?. **IEEE Latin America**. vol.14, n.º 11, 2016.

DI SOUZA, R. (2012). **Os sistemas de energia solar Fotovoltaica** (Livro digital de introdução aos sistemas solares). Ribeirão Preto: Blue Sol.

ENERGISA. Programa de Eficiência Energética. Disponível em <<https://www.grupoenergisa.com.br/programa-de-eficiencia-energetica>>. Acesso em maio de 2024.

FALQUETO, J. M. Z.; FARIAS, J. S. A trajetória e a funcionalidade da universidade pública brasileira. **Revista Gestão Universitária na América Latina-GUAL**, v. 6, n. 1, p. 22-41, 2013.

HOOFF, D. N.; PEREIRA, C. A.; DE PAULA, L. G. N. O impacto da universidade pública no desenvolvimento regional sob a luz da literatura internacional. **REDES: Revista do Desenvolvimento Regional**, v. 22, n. 1, p. 510-527, 2017.

KIKUMOTO, Bruno. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A. **Canal Solar**, 2019. Disponível em <<https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/>>. Acesso em maio de 2024.

LOHMANN, S.; SCHILLINGS, C.; MAYER, B.; MEYER, R. Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data. **Solar Energy**, v.80, n.11, p.1390-1401, 2006. Disponível em <<https://elib.dlr.de/19952/1/lohmann.pdf>> Acesso em março de 2024.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA. Aneel aprovou reajuste de tarifa para consumidores da Energisa Paraíba. Disponível em <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/noticias/aneel-aprovou-reajuste-de-tarifa-para-consumidores-da-energisa-paraiba/>> Acesso em maio 2024.

MHECON. Disponível em <<https://www.mhecon.com.br/>>. Acesso em maio de 2024.

MME, “Relatório: Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD” 2020. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>. Acesso em fevereiro de 2024.

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO. Universidade Federal de Campina Grande. Disponível em <<https://portal.ufcg.edu.br/>>. Acesso em maio de 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Potencial Solar - SunData v 3.0. CRESESB, 2018. Disponível em <<https://cresebs.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em maio de 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Assuntos “Micro e Minigeração Distribuída” 2023. Disponível em : <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em março de 2024.

NASCIMENTO, C. Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica. **Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Lavras**, Lavras. 2004. 23 f.

NASCIMENTO, R. S. do, & Alves, G. M. (2017). FONTES ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL: MÉTODOS E BENEFÍCIOS AMBIENTAIS. **Revista Univap**, 22(40), 274. <<https://doi.org/10.18066/revistaunivap.v22i40.713>>. Acesso em março de 2024.

OLIVEIRA JR., A. A universidade como polo de desenvolvimento local-regional. **Caderno de Geografia**, v. 24, n. 1, p. 1-12, 2014.

PENIN, S. T. S. A formação de professores e a responsabilidade das universidades. **Estudos avançados**, v. 15, n. 42, p. 317-332, 2001.

PERONDI, M. **Análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um prédio da Universidade Federal do Rio Grande do Sul**. 2019, 38 p. Monografia (Graduação em Engenharia Civil) - Curso de Engenharia Civil, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

PHENERGY. Disponível em <<https://phenergy.com.br/>>. Acesso em maio de 2024.

PINHO, João Tavares., GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. p. 289, 2014.

PROCEL. Disponível em <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID={921E566A-536B-4582-AEAF-7D6CD1DF1AFD}>>. Acesso em março de 2024.

RENLIGHT ENERGY. Disponível em <<https://renlight.com.br/>>. Acesso em maio de 2024.

RIGHETTI, S. Crise nas universidades. **Ciência e Cultura**, v. 69, n. 2, p. 6-8, 2017.

RODRIGUES, et al. Economic feasibility analysis of small scale FV systems in different countries. **Solar Energy**, v. 131, p. 81-95, 2016.

ROSA, Antonio Robson Oliveira da.; GASPARIN, Fabiano Perini. Panorama da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v.7, n.2, p. 140-147, 2016. Disponível em <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/157/155>>. Acesso em março de 2024.

SAMPAIO, R. M.; LANIADO, R. N. Uma experiência de mudança da gestão universitária: o percurso ambivalente entre proposições e realizações. **Revista de Administração Pública**, v. 43, n. 1, p. 151-174, 2009.

SEVERINO, M.& OLIVEIRA, M. Fontes e Tecnologias de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas. **Energia, Economia, Rotas Tecnológicas: textos selecionados**, Palmas, ano 1, p. 265-322, 2010.

SILVA, P. M. et al. Planejamento orçamentário: as práticas da Universidade Federal de Lavras. **Revista Gestão Universitária na América Latina-GUAL**, v. 5, n. 4, p. 209-227, 2012.

SOLAR BRASIL. Disponível em <https://www.solarbrasil.com.br/?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=institucional-phrase&utm_content=solar-brasil&gad_source=1&gclid=Cj0KCQjw0ruyBhDuARIsANSZ3wpezkaJ5VkIzjP8ad73QQTPOetO8yDCjY0q6FR3p-zX6Kn7EHd7GgYaArQoEALw_wcB> . Acesso em maio de 2024.

SOLAR EDGE. Glossário para Proprietários de Sistemas. Disponível em <<https://www.solaredge.com/br/glossary>>. Acesso em maio de 2024.

SOLARGIS – Poster maps for solar energy, 2015. Disponível em <<http://solargis.info/doc/postermaps>>. Acesso em março de 2024.


UFG, “Notícias, Inauguração do Parque de Usinas Fotovoltaicas da UFG” 2021.

ANEXOS

ANEXO A - Planta da UFCG



ANEXO B - Conta de Energia da UFCG



DANF3E - DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELÉTRICA ELETRÔNICA

ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 Sr 230, Km 25 - Cristo Redentor - João Pessoa / PB - CEP 58071-800
 CNPJ 09.095.183 / 0001-40 - Insc. Est. 18.015.822-0

DOMICÍLIO DE ENTREGA
 UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
 AV. APRÍGIO VELOSO, 882 BODOCONGÓ 58109900 - BODOCONGÓ
 CAMPINA GRANDE PB (AG-401)

ROTEIRO: 081 - 0401 - 000 - 6100
 MATRÍCULA: 0003133780-2024-02-5

DOM. BANC.: _____ DOM. ENT.: 2002556

SEGUNDA VIA

Classificação: MTVMOD.TARIFÁRIA VERDE / A4 PODER PÚBLICO / POD. PÚB. FEDERAL. LIGAÇÃO: TRIFÁSICO

TENSÃO NOMINAL EM VOLTS DISP: _____ Lim. Min.: 13,6 Lim. Max.: 14,0

UFCG - REITORIA/CT/CH

APRÍGIO VELOSO, 882

BODOCONGO
 CAMPINA GRANDE (AG:401)

CNPJ/CPF: 0X.XXX.XXXX/XXX1-76
 Insc. Est.: ISEXXXXXX

Data de Apresentação: **04/03/2024**
 Cadastre sua Fatura em Débito Automático.
 Utilize o Código: **0003133780-1**

CÓDIGO DO CLIENTE
5/3133780-1

CÓDIGO DA INSTALAÇÃO
00B08040607

Datas de Leituras	Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº Dias	Próxima Leitura
	31/01/2024	29/02/2024	29	31/03/2024

NOTA FISCAL Nº: 002.746.903 - Série: 002
 DATA DE EMISSÃO: 29/02/2024
 Consulte pela Chave de Acesso em:
<https://dfe-portal.svrs.rs.gov.br/nf3e/consulta-chave-de-acesso>:
 2524 0209 0951 8300 0140 6600 2802 7469 0310 3607 5838
 Protocolo de Autorização:
 3252400004258538 - 01/03/2024 11:21:17

REF. MÊS / ANO
Fevereiro / 2024

VENCIMENTO
30/03/2024

TOTAL A PAGAR
R\$ 260.116,79

-Problemas com alcoolismo? Nós podemos ajudar - Ligue: (83) 3222-4567 / 9 8858-4559* - Alcolóicos Anônimos na Paraíba

Itens da Fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R\$) com tributos	Valor (R\$)	PIS/COFINS (R\$)	Base Calc. ICMS (R\$)	% Aliq. ICMS	ICMS (R\$)	Tarifa Unit (R\$)	Tributo			
										Base de Cálculo (R\$)	Alíquota (%)	Valor (R\$)	
Consumo em kWh - Ponta	KWH	30.385,20	1.984840	78.133,85	3.388,81	78.133,85	20	15.626,77	1.501790	PIS	222.374,94	0,9671	2.150,57
Consumo em kWh - Fora Ponta	KWH	377.808,04	0,388040	146.609,04	6.358,72	146.609,04	20	29.321,81	0,293810	COFINS	222.374,94	4,4544	9.905,46
Energia Reativa Exced em kWh - Ponta	UN	13,72	0,312220	4,28	0,18	4,28	20	0,86	0,236240	ICMS	277.698,69	20,00	55.593,75
Energia Reativa Exced em kWh - Ponta	UN	2.235,52	0,312220	697,99	30,27	697,99	20	139,60	0,236240				
Demanda de Potência Média - Fora Ponta	KW	1.746,08	30,080830	52.523,53	2.278,05	52.523,53	20	10.504,71	22,700000				
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS													
CONTRIB ILUM PUBLICA				300,00	0,00	0,00	0	0,00					Demanda ponta - kW
IMPOSTO RENDA (-) 02/2024				-5.226,44	0,00	0,00	0	0,00					Demanda fora ponta - kW
CONT. SOCIAL (-) 02/2024				-2.779,86	0,00	0,00	0	0,00					Demanda TUSDG - kW
COFINS (-) 02/2024				-8.339,03	0,00	0,00	0	0,00					
PIS/PASEP (-) 02/2024				-1.806,77	0,00	0,00	0	0,00					
TOTAL:				260.116,79	12.056,03	277.968,69		55.593,75					

Medidor	Grandezas	Postos horários	Leitura Anterior	Leitura Atual	Const Medidor	Consumo kWh
00B08040807	Energia ativa em kWh	Ponta	1607,813	1635,931	1400	38085,2
00B08040807	Energia ativa em kWh	Fora Ponta	15747,989	16017,8526	1400	377809,04

RESERVADO AO FISCO

Art. 13, Inciso VII do RICMS/PB - 1997

Efetuar pagamento através da Fatura Unificada.

LOCAL DE PAGAMENTO	VENCIMENTO
ENERGISA PARAIBA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A ENDEREÇO: AV ENGENHEIRO AGRONOMO ALVARO FERREIRA, 155 - - CRISTO REDENTOR - JOAO PESSOA / PB - CEP 58070-408	AGENCIAMENTO BENEFICARIO: 09.095.183/0001-40
DATA DO DOCUMENTO: 31/03/2024-02-5	NOSSO NUMERO
INSTRUCOES: OS VALORES DA MULTA/JUROS DE MORA POR ATRASO SÓ SERÃO COBRADOS NA PRIMEIRA FATURA APÓS O PAGAMENTO DESTA. TITULO SUJEITO A PROTESTO APÓS O VENCIMENTO. NÃO ACEITAMOS DEPÓSITO EM CONTA CORRENTE. CASO OCORRA, O MESMO NÃO QUITARÁ ESTA FATURA.	VALOR DO DOCUMENTO
PAGADOR: UFCG - REITORIA/CT/CH APRIGIO VELOSO, 882 SACADOR(A) ANALISTA	CPFCNPJ: 05.055.128/0001-76 CAMPINA GRANDE (AG: 401)

Autenticação Mecânica

Ficha de Compensação

ATENÇÃO

- Segurança e Saúde no Trabalho. A prevenção é sempre o melhor caminho.
- A vida em primeiro lugar*. Tribunal Regional do Trabalho da 13ª Região.

SITUAÇÃO DE DÉBITOS

INDICADORES DE QUALIDADE					CONSUMO DOS ÚLTIMOS 13 MESES												
LIMITES DA ANEEL	MENSAL	APUR.	TRIM.	ANUAL	MÊS	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	CONS. FAT.	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	ERE	DRE	ERE	DRE	CONS.	ERE	DEMANDA MEDIDA
DIC	7,00	0,00	0,00	0,00	FEV/24	39.365,20	1.028,16		377.809,04	1.746,08	13,72		2.236,52				0,00
FC	4,00	0,00	0,00	0,00	JAN/24	22.319,36	507,36		267.033,48	1.005,76	324,24		2.492,84				0,00
DMC	8,00	0,00			DEZ/23	24.135,72	721,28		278.618,20	1.202,88	168,00		3.175,76				0,00
DICRI	8,00				NOV/23	31.273,48	852,32		337.927,80	1.479,52	62,92		2.038,12				0,00
					OUT/23	35.338,52	922,88		347.488,40	1.560,16	71,68		3.281,04				0,00
					SET/23	31.312,96	831,04		209.774,72	1.352,96	57,68		3.738,84				0,00
					AGO/23	35.403,48	854,56		315.105,84	1.304,80	148,16		3.968,72				0,00
					JUL/23	25.170,04	711,20		254.015,72	1.154,72	567,28		5.470,62				0,00
					JUN/23	28.021,00	740,32		271.148,96	1.291,12	560,00		5.139,96				0,00
					MAI/23	37.980,72	853,44		354.469,68	1.443,68	43,48		3.555,72				0,00
					ABR/23	28.224,00	881,44		205.204,64	1.471,88	37,60		3.390,56				0,00
					MAR/23	34.754,44	834,40		347.429,32	1.520,96	201,04		2.989,56				0,00
					FEV/23	25.767,84			279.876,24								0,00
																	0,00

COMPOSIÇÃO DO CONSUMO				ESTRUTURA DO CONSUMO													
				DADOS DA LEITURA			Leitura Anterior: 31/01/2024				Leitura Atual: 29/02/2024				Dias: 29	DADOS DO CONSUMO	
DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)	%	UN.	POSTO	ATUAL	ANTERIOR	K	PERDAS (%)	FAT. POT.	AJ. FAT. POT.	MEDIDO	FATURADO					
Serviço de distribuição	67.038,56	24,30	KWH	Ponta	1.635,03	1.607,81	1.400,00	0,00	0,00	0,00	39.365,20	39.365,20					
Compra de energia	86.588,30	31,12	KWH	FPonta	16.017,85	15.747,09	1.400,00	0,00	0,00	0,00	377.809,04	377.809,04					
Serviço de transmissão	23.240,24	8,35	KW	Ponta	0,73	0,00	1.400,00	0,00	0,00	0,00	1.028,16	0,00					
Encargos setoriais	32.851,81	11,81	KW	FPonta	1,25	0,00	1.400,00	0,00	0,00	0,00	1.746,08	1.746,08					
Impostos diretos e encargos	67.049,78	24,42	ERE	Ponta	92,67	92,66	1.400,00	0,00	0,00	0,00	13,72	13,72					
Outros serviços	0,00	0,00	DRE	Ponta	0,60	0,00	1.400,00	0,00	0,00	0,00	844,48	0,00					
Total	278.268,69	100,00	DRE	FPonta	1,15	0,00	1.400,00	0,00	0,00	0,00	1.607,20	0,00					
Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 12/2023): R\$ 47.194,17																	

DADOS DA DEMANDA: KWH Ponta: 1700, Fora Ponta: 1700, TUSDG: 0,00, *KWTG: Dem Tusdg, *K: Const Med

FIQUE ATENTO

Informações sobre condições gerais do fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e impostos estão disponíveis para consulta em nossas agências de atendimento e no site. Assim como, dados sobre apuração dos indicadores de continuidade, de tensão e limites aplicáveis também podem ser obtidos por meio do endereço eletrônico www.energisa.com.br.

Pagando sua conta em dia, você evita cobrança de multa de 2%, atualização monetária com base na variação do IGP-M, juros de mora de 1% ao mês, corte no fornecimento de energia e demais transtornos. O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.

Caso não efetue o pagamento de sua conta de luz até a data do vencimento, uma vez vencida, você estará sujeito à inclusão de seu nome nos órgãos de proteção ao crédito (SPC, SERASA, SCPC), e também estará sujeito ao protesto do documento junto aos órgãos competentes, devendo arcar com todos os custos para retirada do protesto.

Central de Atendimento Energisa: 0800 083 0196

Atendimento Energisa para deficiente auditivo ou de fala: 0800 086 1234

Guvidônia Energisa: 0800 083 3582 (horário comercial). Necessário ter o número do protocolo de atendimento ARPB - Agência de Regulação do Estado de Paraíba: 0800 727 01 67 (ligação gratuita de telefones fixos e móveis) ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): 167 (ligação gratuita de telefones fixos e móveis)

ONDE PAGAR SUA CONTA

Débito Automático:
Itaú / Safra / Banco do Nordeste / Banco do Brasil / Bancob (Sicoob) / Santander / Sicredi / Caixa Econômica Federal / Bradesco / Inter

Agentes Credenciados:
Caixa Econômica Federal (Casas Lotéricas e Caixa Aqui) / Banco do Brasil (Correspondentes Bancários) / Bradesco (Correspondentes Bancários) / Bancob (Sicoob) / Sicredi (Agentes Credenciados) / Tribanco

Autoatendimento e Internet:
Itaú / Safra / Banco do Nordeste / Banco do Brasil / Bancob (Sicoob) / Santander / Sicredi / Caixa Econômica Federal / Bradesco / Inter

Chegamos no WhatsApp!

Agora você pode solicitar a 2ª via das suas faturas, religação e tirar dúvidas através da nossa assistente virtual no WhatsApp.

Adicione o nosso número nos seus contatos:
83 9 9135-5340



Baixe o Energisa On no seu smartphone:

Mais comodidade e facilidade no seu relacionamento conosco.

Com o Energisa On você pode solicitar serviços, esclarecer dúvidas e muito mais.

Disponível para Android e iOS em energisa.com.br/energisaon



ANEXO C - Datasheet do Inversor Huawei 75 kW

SUN2000-75KTL-M1
Inversor FV Inteligente



SUN2000-75KTL-M1
Especificação Técnica

Especificação Técnica	SUN2000-75KTL-M1
Eficiência	
Eficiência Máxima	98,6% (380/400Vca)
Eficiência Europeia	98,3% (380/400Vca)
Entrada	
Máxima Tensão de Entrada ¹	1100 V
Máxima Corrente por MPPT	26 A
Máxima Corrente de Curto-Circuito	40 A
Tensão de Partida	200 V
Faixa de Tensão Operacional ²	200 V ~ 1000 V
Tensão Nominal de Entrada	600Vcc (380/400Vca)
Nº de Rastreadores MPPT	10
Nº de Entradas por MPPT	2
Saída	
Potência Nominal de Saída	75 kW
Potência Aparente Máxima	75 kVA
Tensão de Saída Nominal	400 / 380 Vca, 3W + N + PE
Frequência	50 / 60 Hz
Corrente Nominal de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A (400V ca)
Corrente Máxima de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A (400 Vca)
Faixa Ajustável do Fator de Potência	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção Harmônica Máxima	< 3%
Proteção	
Dispositivo de Desconexão CC	Sim
Proteção Anti-Ilhamento	Sim
Proteção Contra Sobrecorrente CA	Sim
Proteção de Polaridade Reversa CC	Sim
Monitoramento de Falhas da String	Sim
Supressor de Surtos CC	Sim, Classe II de acordo com a EN/IEC 61643-11
Supressor de Surtos CA	Sim, Classe II de acordo com a EN/IEC 61643-11
Monitoramento de Isolamento CC	Sim
Monitoramento de Corrente Residual	Sim
Proteção Contra Arcos-Elétricos (AFCI)	Sim
Comunicação	
Display	Indicadores LED, Adaptador WLAN + FusionSolar APP
RS485	Sim
USB	Sim
Barramento MBUS	Sim (necessário transformador de isolamento)
Informações Gerais	
Dimensões (com suporte de fixação)	1035 x 700 x 365 mm (L * A * P)
Peso (com suporte de fixação)	90 Kg
Faixa de Operação de Temperatura	-25°C ~ 60°C
Método de Resfriamento	Resfriamento Inteligente
Altitude de Operação Máxima	4000 m
Umidade Relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Conector a Prova D'Água + Terminal OT/DT
Grau de Proteção	IP68
Topologia	Sem Transformador
Adequação as Normas	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Normas de Conexão à Rede	VDE-AR-N14105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹A máxima tensão de entrada é o limite superior da faixa de operação CC.
²Qualquer tensão de entrada superior ao limite estabelecido, poderá resultar em mau funcionamento ou mesmo danos permanentes ao inversor.

Revisão: 02 (20220621)

SOLAR.HUAWEI.COM/BR/

ANEXO D - Datasheet do Inversor Huawei 40kW

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Inversor FV Inteligente



Inteligente
Monitoramento de até 8 Strings



Eficiente
Eficiência Máxima de 98,7%



Seguro
Design sem Fusível



Confiável
Proteção Contra Surto CC/CA

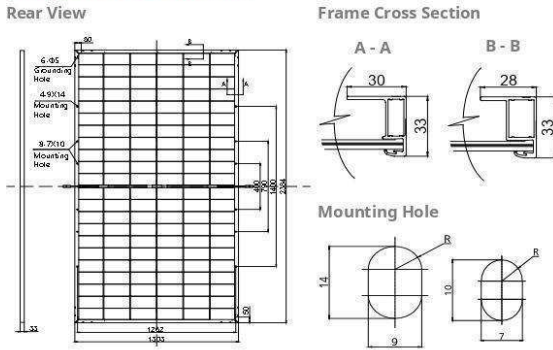
SUN2000-30/36/40KTL-M3

Especificações Técnicas

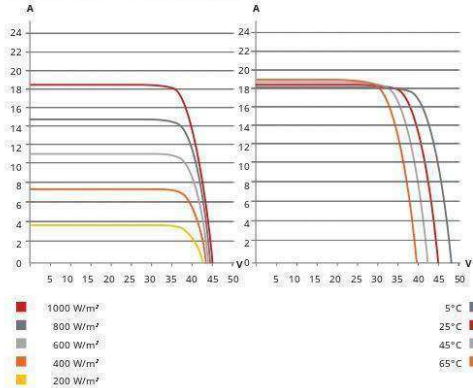
Especificação Técnica	SUN2000 30KTL-M3	SUN2000 36KTL-M3	SUN2000 40KTL-M3
Eficiência			
Eficiência Máxima		98,7%	
Eficiência Europeia		98,4%	
Entrada			
Tensão Máxima de Entrada ¹		1,1 kV	
Corrente Máxima por MPPT		20 A	
Corrente de Curto-Circuito por MPPT		40 A	
Tensão de Partida		200 V	
Tensão Operacional do MPPT ²		200 V – 1000 V	
Tensão Nominal de Entrada		600 V	
Nº de Rastreadores MPPT		4	
Nº de Entradas por MPPT		2	
Saída			
Potência Nominal de Saída	30,0 kW	36,0 kW	40,0 kW
Potência Aparente Máxima	33,0 kVA	40,0 kVA	44,0 kVA
Tensão de Saída		230 / 400 / 480 Vca, 3W + N + PE	
Frequência		50 / 60 Hz	
Corrente Nominal de Saída	43,3 A	52,0 A	57,8 A
Corrente Máxima de Saída	47,3 A	56,0 A	63,8 A
Faixa Ajustável do Fator de Potência		0,8 adiantado ... 0,8 atrasado	
Distorção Harmônica Máxima		< 3%	
Proteção e Recursos			
Chave Seccionadora CC		Sim	
Proteção Anti-Ilhamento		Sim	
Proteção de Sobrecorrente CA		Sim	
Proteção de Polaridade Reversa CC		Sim	
Monitoramento de Falhas por String		Sim	
Dispositivo de Prot. Contra Surto CC		Sim, Classe II	
Dispositivo de Prot. Contra Surto CA		Sim, Classe II	
Monitoramento do Isolamento CC		Sim	
Monitoramento de Corrente Residual		Sim	
Proteção Contra Arcos-Elétricos (AFCI)		Sim	
Controle de Ripple		Sim	
Função de Recuperação PID ³		Sim	
Comunicação			
Visor		Indicadores LED, WLAN + FusionSolar APP integrado	
RS485		Sim	
Smart Dongle		WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional)	
MBUS		4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional) Sim (Necessário Transformador Isolador)	
Informações Gerais			
Dimensões (com suporte de fixação)		640mm * 530mm * 270 mm (L * A * P)	
Peso (com suporte de fixação)		43 kg	
Temperatura Operacional		-25 ~ +60 °C	
Método de Resfriamento		Convecção Natural	
Altitude Máxima Operacional		4000 m (Perda de rendimento acima de 2000 m)	
Umidade Relativa Operacional		0% ~ 100%	
Conectores CC		Stäubli MC4	
Conectores CA		Conector a prova d'água + Terminal OT/DT	
Grau de Proteção		IP66	
Topologia		Sem Transformador	
Consumo Noturno		≤ 5,5W	
Compatibilidade com Otimizadores			
Comunicação via MBUS		SUN2000-450W-P, SUN2000-600W-P	
Adequação as Normas			
Segurança		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G593, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3.RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA	
Normas de Conexão à Rede			

ANEXO E - Datasheet do Módulo Canadian

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
	Bifacial Gain**						
	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
	Bifacial Gain**						
	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
	Bifacial Gain**						
	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
	Bifacial Gain**						
	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
	Bifacial Gain**						
	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
	Bifacial Gain**						
	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
	Bifacial Gain**						
	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

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

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %
* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{total}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{total}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %	

* 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. CSI Solar Co., Ltd. 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.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Jan.2023. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V2.51_EN

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 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	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC, 10 AWG (UL))
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



ANEXO F - Fluxo de Caixa do Modelo 2

FLUXO DE CAIXA PARA O MODELO 2									
ANO	GERAÇÃO DE ENERGIA (kWh/a.a.)	TARIFA (R\$/kWh)	RECEITAS (R\$)	MANUTENÇÃO (R\$)	LAJIDA (R\$)	DEPRECIACÃO (R\$)	LAIR (R\$)	DEPRECIACÃO (R\$)	FLUXO DE CAIXA
0									-R\$ 3.836.519,25
1	2.818.069,06	0,40	1.124.907,64	-30.931,75	1.093.975,89	-116.877,97	977.097,92	116.877,97	R\$ 1.093.975,89
2	2.789.603,71	0,41	1.144.612,05	-32.644,01	1.111.968,04	-116.877,97	995.090,07	116.877,97	R\$ 1.111.968,04
3	2.761.138,37	0,42	1.163.682,44	-34.356,28	1.129.326,16	-116.877,97	1.012.448,20	116.877,97	R\$ 1.129.326,16
4	2.732.673,02	0,43	1.182.118,80	-36.068,54	1.146.050,27	-116.877,97	1.029.172,30	116.877,97	R\$ 1.146.050,27
5	2.704.207,68	0,44	1.199.921,15	-37.780,80	1.162.140,34	-116.877,97	1.045.262,38	116.877,97	R\$ 1.162.140,34
6	2.675.742,34	0,45	1.217.089,46	-39.493,06	1.177.596,40	-116.877,97	1.060.718,44	116.877,97	R\$ 1.177.596,40
7	2.647.276,99	0,47	1.233.623,76	-41.205,32	1.192.418,44	-116.877,97	1.075.540,47	116.877,97	R\$ 1.192.418,44
8	2.618.811,65	0,48	1.249.524,03	-42.917,59	1.206.606,45	-116.877,97	1.089.728,48	116.877,97	R\$ 1.206.606,45
9	2.590.346,30	0,49	1.264.790,29	-44.629,85	1.220.160,44	-116.877,97	1.103.282,47	116.877,97	R\$ 1.220.160,44
10	2.561.880,96	0,50	1.279.422,51	-46.342,11	1.233.080,40	-116.877,97	1.116.202,44	116.877,97	R\$ 1.233.080,40
11	2.533.415,62	0,51	1.293.420,72	-48.054,37	1.245.366,35	-116.877,97	1.128.488,38	116.877,97	R\$ 1.245.366,35
12	2.504.950,27	0,52	1.306.784,90	-49.766,64	1.257.018,27	-116.877,97	1.140.140,30	116.877,97	R\$ 1.257.018,27
13	2.476.484,93	0,53	1.319.515,06	-51.478,90	1.268.036,17	-116.877,97	1.151.158,20	116.877,97	R\$ 1.268.036,17
14	2.448.019,58	0,54	1.331.611,20	-53.191,16	1.278.420,04	-116.877,97	1.161.542,07	116.877,97	R\$ 1.278.420,04
15	2.419.554,24	0,56	1.343.073,31	-54.903,42	1.288.169,89	-116.877,97	1.171.291,93	116.877,97	R\$ 1.288.169,89
16	2.391.088,90	0,57	1.353.901,41	-56.615,68	1.297.285,72	-116.877,97	1.180.407,76	116.877,97	R\$ 1.297.285,72
17	2.362.623,55	0,58	1.364.095,48	-58.327,95	1.305.767,53	-116.877,97	1.188.889,56	116.877,97	R\$ 1.305.767,53
18	2.334.158,21	0,59	1.373.655,52	-60.040,21	1.313.615,31	-116.877,97	1.196.737,35	116.877,97	R\$ 1.313.615,31
19	2.305.692,86	0,60	1.382.581,55	-61.752,47	1.320.829,08	-116.877,97	1.203.951,11	116.877,97	R\$ 1.320.829,08
20	2.277.227,52	0,61	1.390.873,55	-63.464,73	1.327.408,82	-116.877,97	1.210.530,85	116.877,97	R\$ 1.327.408,82
21	2.248.762,18	0,62	1.398.531,53	-65.176,99	1.333.354,53	-116.877,97	1.216.476,56	116.877,97	R\$ 1.333.354,53
22	2.220.296,83	0,63	1.405.555,48	-66.889,26	1.338.666,22	-116.877,97	1.221.788,26	116.877,97	R\$ 1.338.666,22
23	2.191.831,49	0,64	1.411.945,41	-68.601,52	1.343.343,90	-116.877,97	1.226.465,93	116.877,97	R\$ 1.343.343,90
24	2.163.366,14	0,66	1.417.701,32	-70.313,78	1.347.387,54	-116.877,97	1.230.509,58	116.877,97	R\$ 1.347.387,54
25	2.134.900,80	0,67	1.422.823,21	-72.026,04	1.350.797,17	-116.877,97	1.233.919,20	116.877,97	R\$ 1.350.797,17

ANEXO G - Fluxo de Caixa do Modelo 3

FLUXO DE CAIXA PARA O MODELO 3									
ANO	GERAÇÃO DE ENERGIA (kWh/a.a.)	TARIFA (R\$/kWh)	RECEITAS (R\$)	MANUTENÇÃO (R\$)	LAJIDA (R\$)	DEPRECIACÃO (R\$)	LAIR (R\$)	DEPRECIACÃO (R\$)	FLUXO DE CAIXA
0									-R\$ 1.610.238,36
1	1.181.102,47	0,40	471.468,64	-12.982,47	458.486,17	-49.055,24	409.430,93	49.055,24	RS 458.486,17
2	1.169.172,14	0,41	479.727,11	-14.694,73	465.032,38	-49.055,24	415.977,14	49.055,24	RS 465.032,38
3	1.157.241,82	0,42	487.719,85	-16.406,99	471.312,85	-49.055,24	422.257,61	49.055,24	RS 471.312,85
4	1.145.311,49	0,43	495.446,85	-18.119,26	477.327,60	-49.055,24	428.272,35	49.055,24	RS 477.327,60
5	1.133.381,16	0,44	502.908,13	-19.831,52	483.076,61	-49.055,24	434.021,37	49.055,24	RS 483.076,61
6	1.121.450,83	0,45	510.103,67	-21.543,78	488.559,89	-49.055,24	439.504,65	49.055,24	RS 488.559,89
7	1.109.520,50	0,47	517.033,49	-23.256,04	493.777,45	-49.055,24	444.722,20	49.055,24	RS 493.777,45
8	1.097.590,18	0,48	523.697,57	-24.968,30	498.729,27	-49.055,24	449.674,03	49.055,24	RS 498.729,27
9	1.085.659,85	0,49	530.095,93	-26.680,57	503.415,36	-49.055,24	454.360,12	49.055,24	RS 503.415,36
10	1.073.729,52	0,50	536.228,55	-28.392,83	507.835,73	-49.055,24	458.780,48	49.055,24	RS 507.835,73
11	1.061.799,19	0,51	542.095,45	-30.105,09	511.990,36	-49.055,24	462.935,12	49.055,24	RS 511.990,36
12	1.049.868,86	0,52	547.696,61	-31.817,35	515.879,26	-49.055,24	466.824,02	49.055,24	RS 515.879,26
13	1.037.938,54	0,53	553.032,05	-33.529,61	519.502,43	-49.055,24	470.447,19	49.055,24	RS 519.502,43
14	1.026.008,21	0,54	558.101,75	-35.241,88	522.859,88	-49.055,24	473.804,63	49.055,24	RS 522.859,88
15	1.014.077,88	0,56	562.905,73	-36.954,14	525.951,59	-49.055,24	476.896,35	49.055,24	RS 525.951,59
16	1.002.147,55	0,57	567.443,97	-38.666,40	528.777,57	-49.055,24	479.722,33	49.055,24	RS 528.777,57
17	990.217,22	0,58	571.716,49	-40.378,66	531.337,82	-49.055,24	482.282,58	49.055,24	RS 531.337,82
18	978.286,90	0,59	575.723,27	-42.090,93	533.632,35	-49.055,24	484.577,10	49.055,24	RS 533.632,35
19	966.356,57	0,60	579.464,32	-43.803,19	535.661,14	-49.055,24	486.605,89	49.055,24	RS 535.661,14
20	954.426,24	0,61	582.939,65	-45.515,45	537.424,20	-49.055,24	488.368,96	49.055,24	RS 537.424,20
21	942.495,91	0,62	586.149,24	-47.227,71	538.921,53	-49.055,24	489.866,29	49.055,24	RS 538.921,53
22	930.565,58	0,63	589.093,11	-48.939,97	540.153,13	-49.055,24	491.097,89	49.055,24	RS 540.153,13
23	918.635,26	0,64	591.771,24	-50.652,24	541.119,00	-49.055,24	492.063,76	49.055,24	RS 541.119,00
24	906.704,93	0,66	594.183,64	-52.364,50	541.819,15	-49.055,24	492.763,90	49.055,24	RS 541.819,15
25	894.774,60	0,67	596.330,32	-54.076,76	542.253,56	-49.055,24	493.198,31	49.055,24	RS 542.253,56